

LUIS FERNANDO DE BARROS PRADO

**PROJETO DE AEROGERADOR PARA RESIDÊNCIAS
SEM ACESSO À REDE DE ENERGIA ELÉTRICA**

**São Paulo
2010**

LUIS FERNANDO DE BARROS PRADO

**PROJETO DE AEROGERADOR PARA RESIDÊNCIAS
SEM ACESSO À REDE DE ENERGIA ELÉTRICA**

**Relatório Final – PME 2600
Escola politécnica da Universidade de São
Paulo
Departamento de Engenharia Mecânica**

**Orientador:
Prof. Antonio Luis de Campos Mariani**

**São Paulo
2010**

FICHA CATALOGRÁFICA

Prado, Luís Fernando de Barros

**Projeto de aerogerador para residências sem acesso à rede elétrica / L.F.B. Prado. – São Paulo, 2010.
p. 89**

Trabalho de Formatura - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia Mecânica.

**1. Geração de energia elétrica 2. Energia eólica 3. Rotor
4. Sistemas elétricos I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia Mecânica II. t.**

Sumário

RESUMO	11
ABSTRACT	12
1. INTRODUÇÃO.....	13
2. OBJETIVOS	14
3. METODOLOGIA.....	15
4. ESTUDO DE VIABILIDADE	17
4.1. Potencial Eólico do Brasil	17
4.2. Matriz Energética Brasileira	21
4.3. Cálculo do potencial elétrico	24
4.4. Proposição de soluções.....	26
4.4.1Aerogerador de eixo vertical	26
4.4.2.Aerogerador de eixo horizontal.....	27
4.4.3.Soluções propostas	29
4.5. Determinação da solução	30
5. PROJETO BÁSICO.....	31
5.1. Projeto Aerodinâmico do Rotor	31
5.1.1.Teoria do Elemento de Pá.....	31
5.1.2.Dados de projeto	35
5.1.3.Calculo do raio do rotor	36
5.1.4.Distribuição dos perfis aerodinâmicos das pás.....	36
5.1.5.Cálculo do ângulo de torção das pás	37
5.1.6.Cálculo da corda.....	39
5.1.7.Configuração final das pás	40
5.1.8.Calculo do desempenho	40
5.2. Estrutura das Pás	45
5.3. Gerador	46
5.4. Transmissão de Velocidade	48
5.5. Eixo.....	51
5.6. Chavetas.....	55
5.7. Rolamentos	56

5.8.	Leme direcionador	59
5.9.	Torre de Sustentação	61
5.10.	Integração do projeto	65
5.11.	Sistema de Transmissão e Armazenamento de Energia	67
	5.11.1.Sistemas Isolados.....	67
	5.11.2.Inversor.....	70
	5.11.3.Banco de Baterias	71
	5.11.4.Controlador de Carga.....	73
	5.11.5.Consumo de energia excedente	74
6.	ANÁLISE DE CUSTOS	75
7.	PLANO DE IMPLEMENTAÇÃO	77
7.1.	Áreas potenciais.....	77
	7.1.1.Região Norte	77
	7.1.2.Região Nordeste	79
	7.1.3.Região Centro-Oeste.....	80
	7.1.4.Região Sudeste.....	81
	7.1.5.Região Sul.....	82
7.2.	Projeto executivo.....	83
	CONCLUSÃO	84
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	86
	ANEXO	89

Lista de Figuras

Figura 1. Aerogerador.	14
Figura 2. Subsistemas de um aerogerador	16
Figura 3. Modelo conceitual de circulação global atmosférica.	17
Figura 4. Perfil vertical da velocidade do vento.	18
Figura 5. Distribuição média de ventos no Brasil (Atlas Eólico Brasileiro).....	19
Figura 6. Matriz energética brasileira [Ministério de Minas e Energia, 2008]	22
Figura 7. Aerogeradores de eixo vertical do tipo Savonius (esquerda) e Darrieus (direita).	26
Figura 8. Esquemas de aerogeradores de eixo horizontal upwind (esquerda) e downwind (direita).	28
Figura 9. Representação da discretização em elementos e representação do elemento infinitesimal δr	32
Figura 10. Área de varredura de um rotor e seção transversal de uma pá a uma distância r	32
Figura 11. Diagrama de velocidades e de forças na seção transversal da pá.	33
Figura 12. Geometria dos perfis aerodinâmicos da família MH.	37
Figura 13. Geometria final das pás	40
Figura 14. Gráficos de C_l e C_d (originais e extrapolados) da família de perfis MH em função do ângulo de ataque.	42
Figura 15. Potências mecânicas dos rotores calculados.....	43
Figura 16. Curvas de C_p em função da velocidade do vento dos rotores.	43
Figura 17. Curvas de C_e em função da velocidade do vento dos rotores.	44
Figura 18. Curvas de C_t em função da velocidade do vento dos rotores.	44
Figura 19. Estrutura do alternador BOSCH K1-14V-35A.....	47
Figura 20. Curva de desempenho do alternador [BOSCH].	48
Figura 21. Esquema da geometria das polias.	49
Figura 22. Esquema dos esforços no eixo.	51
Figura 23. Forças de rotação no rotor.	51
Figura 24. Gráfico da força cortante ao longo do eixo.....	53
Figura 25. Gráfico do momento fletor ao longo do eixo.....	53
Figura 26. Gráfico do torque no rotor aerodinâmico.....	55
Figura 27. Esquema de uma chaveta.....	55
Figura 28. Gráfico do empuxo pela variação da velocidade de vento.	56
Figura 29. Especificação do rolamento 1 [SKF].	57
Figura 30. Especificação do rolamento 2 [SKF].	57
Figura 31. Especificação do rolamento axial [SKF]	58
Figura 32. Especificação do rolamento guia [SKF].....	58
Figura 33. Estrutura simplificada do aerogerador.....	59
Figura 34. Dimensões dos chumbadores de expansão FH.....	61

Figura 35. Esquema de instalação e diagramas de forças da torre de sustentação. ..	62
Figura 36. Gráfico da força cortante ao longo da torre de sustentação.....	63
Figura 37. Gráfico do momento fletor ao longo da torre de sustentação.....	64
Figura 38. Perfil de tensões na seção transversal da torre de sustentação.	64
Figura 39. Maquete Computacional do Aerogerador.....	65
Figura 40. Detalhe do multiplicador de velocidades e fixação do alternador.....	66
Figura 41. Detalhe do posicionamento dos rolamentos.....	66
Figura 42. Sistema de armazenamento e distribuição de energia.....	68
Figura 43. Fluxograma de funcionamento do sistema de distribuição e armazenamento de energia.....	69
Figura 44. Inversor Genius Power 600W.....	70
Figura 45. Bateria 12TE150 Tudor.	71
Figura 46. Gráfico de tensão em função da carga da bateria 12TE150 Tudor.....	72
Figura 47. Controlador de carga Phocos PL 20.	73
Figura 48. Lâmpadas Phocos CL1230C/W-2.1.....	74
Figura 49. Mapa eólico da Região Norte	77
Figura 50. Mapa eólico da Região Nordeste	79
Figura 51. Mapa eólico da Região Centro-Oeste	80
Figura 52. Mapa eólico da Região Sudeste.....	81
Figura 53. Mapa eólico da Região Sul.....	82

Lista de Tabelas

Tabela 1. Estimativa do potencial eólico brasileiro.....	20
Tabela 2. Proporção de domicílios sem iluminação elétrica por regiões.....	21
Tabela 3. Determinação da potência do projeto.....	24
Tabela 4. Variações nas configurações de aerogeradores.	29
Tabela 5. Soluções propostas.....	29
Tabela 6. Matriz de decisão.	30
Tabela 7. Dados de desempenho de aerogeradores presentes no mercado [Enersud], [Hummer Wind Power], [Endurance Wind Power], [South West Wind Power] e [All Small Wind Turbines].	35
Tabela 8. Diâmetros calculados para diferentes TSR.	36
Tabela 9. Distribuição de tipos de perfis aerodinâmicos em cada seção da pá.	37
Tabela 10. Valores de C_l e C_d em função do ângulo de ataque [Aerodynamics for Model Aircraft].	38
Tabela 11. Valores de ângulo de torção calculados para cada seção da pá.....	39
Tabela 12. Valores da corda calculados para cada seção da pá.	40
Tabela 13. Dimensões dos canais das polias.	50
Tabela 14. Cálculo das forças atuantes na polia.....	52
Tabela 15. Dimensões das chavetas das polias.	55
Tabela 16. Dados de seleção dos rolamentos [SKF].....	57
Tabela 17. Esforços solicitantes na torre de sustentação.	63
Tabela 18. Dados das lâmpadas Phocos CL1230C/W-2.1	74
Tabela 19. Tabela de custos	75

Lista de símbolos

Símbolo	Grandeza	Unidade
AC	Corrente alternada	-
AR	Razão de aspecto	-
C	Corda	m
Cd	Coeficiente de arrasto	-
Cl	Coeficiente de sustentação	-
Clp	Coeficiente de sustentação de projeto	-
C_0	Carga estática	kN
C_{din}	Carga dinâmica	kN
D	Diâmetro total	m
d	Diâmetro parcial	m
D	Força de arrasto total	N
DC	Corrente contínua	-
Dc	Distância entre centros	mm
Dp	Força de arrasto em cada pá	N
D_1	Diâmetro maior	mm
D_2	Diâmetro menor	mm
D_{p1}	Diâmetro da polia motora	mm
D_{p2}	Diâmetro da polia movida	mm
Fa	Esforço radial no mancal A	N
Fb	Esforço radial no mancal B	N
FC	Fator de capacidade	-
Fpol	Força da polia	N
Fr	Força tangencial nas pás	N
Fs	Fator de serviço	-
FS	Fator de segurança	-
F_1	Força no lado frouxo da polia	N
F_2	Força no lado tracionado da polia	N
h	Fator de correção	-
HP	Potência mecânica para rolamentos	W
HPP	Potência mecânica projetada para rolamentos	W
j	Ângulo de ataque ótimo	grau (°)
J	Momento de inércia	Kg.m ²
Ka	Fator de Superfície	-
Kb	Fator de tamanho	-
Kc	Fator de carregamento	-
Kd	Fator de temperatura	-
Kfm	Fator de concentração de tensão em flexão	-
Kft	Fator de concentração de tensão em torção	-
Kg	Momento angular	Kg/s
Kr	Fator de confiabilidade	-
Kr	Fator de confiabilidade	-
L	Força de sustentação total	N
Lc	Comprimento da correia	mm
Ld	Tempo de vida do rolamento	horas
Lp	Força de sustentação em cada pá	N
Lr	Tempo de vida de referência do rolamento	horas
Ma	Momento crítico	N.m
Mp	Momento da polia	N.m

M_r	Momento do rotor	N.m
n_d	Rotação de trabalho do rolamento	rpm
N_p	Número de pás	-
n_r	Rotação de referência do rolamento	rpm
P	Peso do rotor	N
P_{ele}	Potência elétrica	W
P_{mec}	Potência mecânica	W
Q	Torque total	N.m
Q_p	Torque em cada pá	N.m
R	Raio total	m
r	Raio parcial	m
Re	Número de Reynolds	-
S_f	Resistência à fadiga	MPa
S_{ut}	Tensão limite de resistência em tração	MPa
T	Empuxo total	N
T_m	Torque crítico	N.m
T_p	Empuxo em cada pá	N
TSR	Velocidade na ponta da pá	m/s
V_∞	Velocidade do vento não perturbado	m/s
W	Velocidade relativa	m/s
α	Ângulo de ataque	grau (°)
α_{pol}	Ângulo de abraçamento	grau (°)
β	Ângulo de torção	grau (°)
β_c	Ângulo de abertura da correia	grau (°)
φ	Ângulo de ataque relativo	grau (°)
Φ	Ângulo de ataque nas condições nominais	grau (°)
ω	Velocidade angular	rad/s
η	Rendimento	%
ρ	Massa específica	Kg/m³
θ	Ângulo de deflexão de uma barra	Grav(°)
μ	Coefficiente de atrito	-
ν	Viscosidade cinemática	m²/s

RESUMO

Este trabalho visa disponibilizar o acesso à energia elétrica de residências desprovidas deste recurso através da instalação de um aerogerador de pequeno porte, interligado a uma rede elétrica isolada que alimentará todas as necessidades básicas das casas.

As motivações, necessidades e possíveis soluções serão avaliadas em um estudo de viabilidade, terminando com a definição das características do equipamento a ser projetado.

O estudo busca reunir informações, avaliar custos, definir especificações e desenvolver o projeto básico de um equipamento eficiente e de baixo custo. Essa etapa tem como foco projetar as estruturas mecânicas e selecionar os componentes elétricos de acordo com o existente no mercado. Também faz parte dessa etapa, estudos de distribuição e armazenamento de energia necessária para o funcionamento da rede isolada.

Por fim, será desenvolvido um plano de implementação da solução desenvolvida, abrangendo todas as ações necessárias para facilitar e concretizar a execução do projeto.

ABSTRACT

This study aims to provide a solution for residences without access to electricity by installing a small wind turbine.

The motivations, needs and possible solutions will be evaluated in a feasibility study, ending with the definition of the characteristics of the equipment being designed.

The work intends to gather information, study costs, define specifications and develop the low cost and efficient equipment basic design. This stage focuses on designing mechanical structures and selecting electrical components in accordance with the available in the market. Also, the energy distribution and storage, needed to run the electric network alone, will be studied.

Finally, an implementation plan of the developed solution will be described, covering all necessary actions to facilitate and make possible the project execution.

1. INTRODUÇÃO

O modo de vida atual está baseado na utilização de energia elétrica. A geração de energia no mundo está resumida, em sua grande maioria, pelas fontes de energias tradicionais como petróleo, carvão mineral, gás natural e reservatórios de água. Tais fontes possuem inúmeras características negativas cada vez mais evidentes, podem causar poluição ou gerar grandes impactos ambientais. Devido a energias limpas e renováveis como biomassa, energia eólica, energia solar e energia maremotriz e sanções como o Protocolo de Quioto, que cobra de países um nível menor de emissões de poluentes na atmosfera, as energias alternativas são um novo modelo de produção de energias econômicas saudáveis para o meio ambiente.

Todos os meios de produção de energia dependem da disponibilidade de recursos naturais, que podem ser rios, ventos ou combustíveis fósseis. Devido a essa diversidade de meios de produção, as matrizes energéticas dos países tendem a ser cada vez mais diversificadas, aproveitando de maneira eficaz as potencialidades de cada região.

A oferta mundial de energia (energia primária) está distribuída por fonte energética do seguinte modo: petróleo (34,3%), carvão mineral (25,1%), gás natural (20,9%), energias renováveis (10,6%), nuclear (6,5%), hidráulica (2,2%) e outras (0,4%) [BARROS, 2007].

O consumo final mundial de energia é distribuído pelas seguintes fontes: derivados do petróleo (42,3%), eletricidade (16,2%), gás natural (16,0%), energias renováveis (13,7%), carvão mineral (8,4%) e outras (3,5%) [BARROS, 2007].

Quanto à energia elétrica, que corresponde a 16,2% do consumo mundial final de energia, contribuem para sua geração várias fontes de energias primárias, na seguinte proporção: 39,8% de carvão mineral; 19,6% de gás natural; 16,1% de energia hidráulica; 15,7% de energia nuclear; 6,7% de petróleo e 2,1% de outras fontes energéticas [BARROS, 2007].

A busca por soluções ecologicamente corretas para a produção de energia e a universalização do acesso à energia elétrica, aumenta, cada vez mais, o número de centrais de geração de energia de pequeno porte. Esse é o contexto no qual o projeto desenvolvido nesse trabalho está inserido.

2. OBJETIVOS

A grande motivação para esse trabalho é a tentativa de viabilizar o acesso à energia elétrica de residências desprovidas deste recurso em determinadas regiões do país. As grandes distâncias das redes de transmissão elétrica, a falta de recursos naturais para geração de energia primária (como presença de bacias hidrográficas e combustíveis fósseis) ou a baixa renda das famílias são os principais fatores responsáveis por impedir que algumas residências e instalações rurais utilizem energia elétrica.

Dentre as possíveis soluções, o projeto será baseado no desenvolvimento de um aerogerador, pois, com os avanços tecnológicos obtidos até o momento, a energia eólica possui uma melhor relação custo/benefício do que a energia solar, devido ao alto preço das células fotovoltaicas. Porém, um estudo de viabilidade da solução escolhida será realizado para comprovar sua eficiência frente às outras soluções possíveis para o problema proposto.

Com os parâmetros iniciais do projeto definidos, como potência elétrica de projeto e tipo de aerogerador, o projeto básico com o desenvolvimento de todos os sistemas do dispositivo será realizado. O aerogerador será dividido nos seguintes subsistemas: rotor (aerodinâmica e estrutura mecânica), nacele (caixa de transmissão, mecanismos de controle e proteção), gerador elétrico, transmissão e armazenamento elétrico e torre de sustentação.

Por fim, o projeto visa propor um plano de execução da solução desenvolvida, especificando regiões com potencial para a instalação, possibilidades de financiamento, elaboração de guias de utilização para as famílias que receberem o sistema e todos os outros detalhes para tornar possível a implementação do projeto.



Figura 1. Aerogerador.

3. METODOLOGIA

O tema desse trabalho foi concebido a partir dos interesses acadêmicos do aluno e a adequação aos projetos desenvolvidos pelo professor orientador. Assim, a metodologia de desenvolvimento dos estudos foi definida no início de sua execução.

A segunda etapa consiste na realização de um estudo de viabilidade visando avaliar o potencial de execução do tema definido. As principais soluções para o problema de dificuldade de acesso à energia elétrica em locais aonde a rede elétrica não chega, serão demonstradas e comparadas com a proposta de desenvolvimento de um aerogerador, tomando os fatores econômicos e potenciais de geração de energia como os mais relevantes.

Durante essa fase, os objetivos principais e parâmetros iniciais do projeto serão definidos, como os requisitos mínimos para atender as especificações de desempenho, segurança e operação, dentre eles, será abordado o dimensionamento preliminar da potência elétrica requerida.

Após confirmar a viabilidade do desenvolvimento de uma aerogerador para o caso avaliado, devem ser levantadas as várias opções para a exploração da energia eólica, variando fatores como a direção do eixo de rotação e número de pás.

As proposições serão comparadas dentro de uma matriz de decisão, onde os parâmetros de julgamento terão seus pesos variando conforme seu nível de importância no resultado final do projeto.

Com todas as análises iniciais concluídas, o projeto básico do aerogerador será desenvolvido. Esse projeto será dividido nos seguintes subsistemas: rotor aerodinâmico, seleção do gerador, nacelle, transmissão e armazenamento de energia, torre de sustentação, integração do projeto, balanço final e plano de execução.

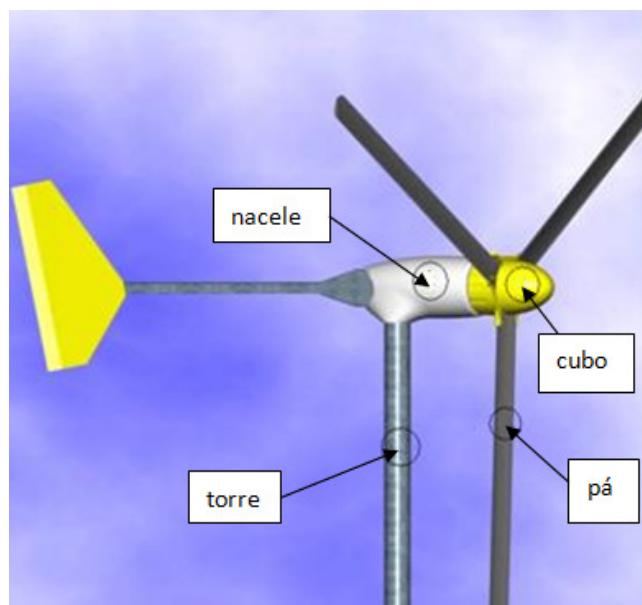


Figura 2. Subsistemas de um aerogerador

O rotor será desenvolvido visando à máxima eficiência aerodinâmica e estrutura mais adequada aos objetivos estipulados. A nacele será estudada incorporando a caixa de transmissão, sistemas de controle e proteção dos sistemas interiores. A torre de sustentação deverá garantir o posicionamento e a fixação do equipamento nas condições adequadas.

O gerador e todo o sistema de transmissão e armazenamento de energia serão estudados e selecionados de acordo com os componentes existentes no mercado.

Finalmente, será realizada a proposição de um plano de execução para o projeto desenvolvido. Contendo maneiras de financiar essa execução, zonas propícias para o recebimento dos aerogeradores, manutenção dos aparelhos e outros detalhes de implementação deverão ser discutidos.

4. ESTUDO DE VIABILIDADE

4.1. Potencial Eólico do Brasil

Os ventos são causados pelo aquecimento diferenciado da superfície da Terra. Esta não uniformidade na temperatura da superfície da Terra, e conseqüentemente, na atmosfera, é devida principalmente à orientação da Terra no espaço e a seus movimentos de rotação e translação. Os regimes de ventos são causados pela desigual distribuição de incidência de energia solar na superfície da Terra.

O potencial de energia eólica apresenta variações temporais em várias ordens de grandeza: variações anuais (em função de alterações climáticas), variações sazonais (em função das diferentes estações do ano), variações diárias (causadas pelo microclima local), variações horárias (brisa terrestre e marítima, por exemplo) e variações de curta duração (rajadas) [Portal das Energias Renováveis].

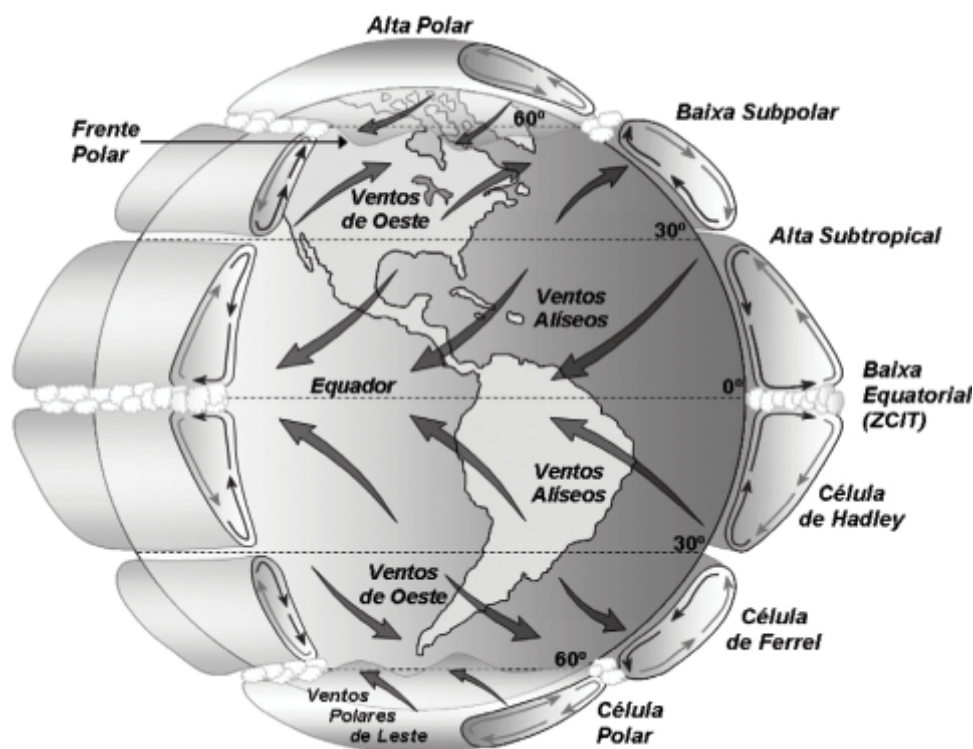


Figura 3. Modelo conceitual de circulação global atmosférica.

A variação espacial da energia eólica também é muito grande. Entretanto, para a avaliação da viabilidade de exploração do recurso eólico, as médias dos potenciais de energia são os principais dados avaliados. Assim, as características geográficas de cada região, são os fatores definitivos para essa avaliação.

Para qualquer fluido em movimento a velocidade do fluxo aumenta à medida que este se afasta das superfícies que o delimitam. Portanto, a velocidade do vento

aumenta com a altura em relação à superfície da Terra de forma dependente da rugosidade do terreno. Em terrenos planos (baixa rugosidade) esta variação é muito menos significativa do que em terrenos irregulares (alta rugosidade), sendo as áreas urbanas classificadas nesta segunda categoria. Por isso, os aerogeradores são geralmente instalados em torres elevadas, onde as velocidades são significativamente maiores do que na superfície.

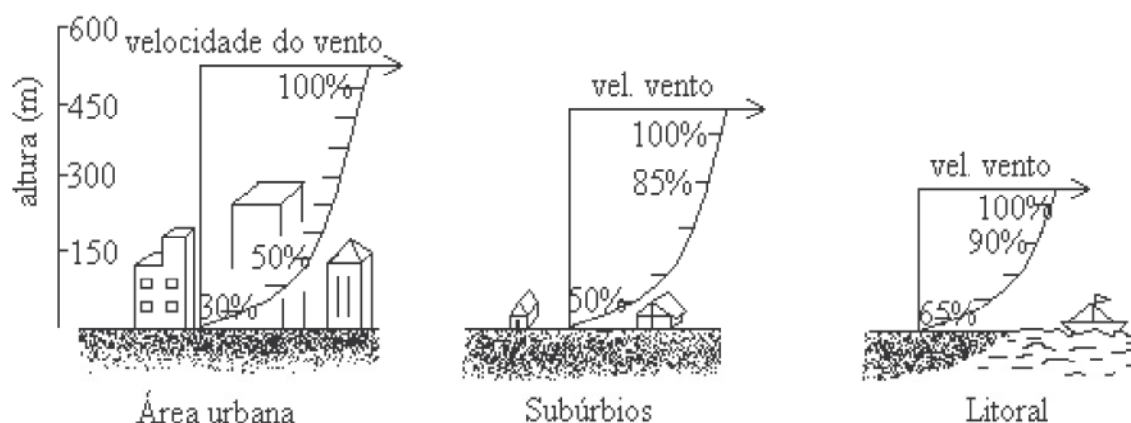


Figura 4. Perfil vertical da velocidade do vento.

De uma forma geral, grande parte do litoral brasileiro, em particular o da região Nordeste, apresenta velocidades de vento propícias ao aproveitamento da energia eólica em larga escala. O litoral do Estado do Rio Grande do Sul é também considerado bastante favorável, assim como o litoral Norte do Estado do Rio de Janeiro. No interior do país, em áreas montanhosas também se encontram diversos sítios propícios. A região Norte é a menos favorecida em relação à energia eólica.

O potencial eólico brasileiro pode ser conhecido em caráter geral através de consultas aos Atlas Eólicos. O Atlas do Potencial Eólico Brasileiro [AMARANTE, BROWER, ZACK, 2001], preparado pelo CEPEL, encontra-se disponível para aquisição no CRESESB.

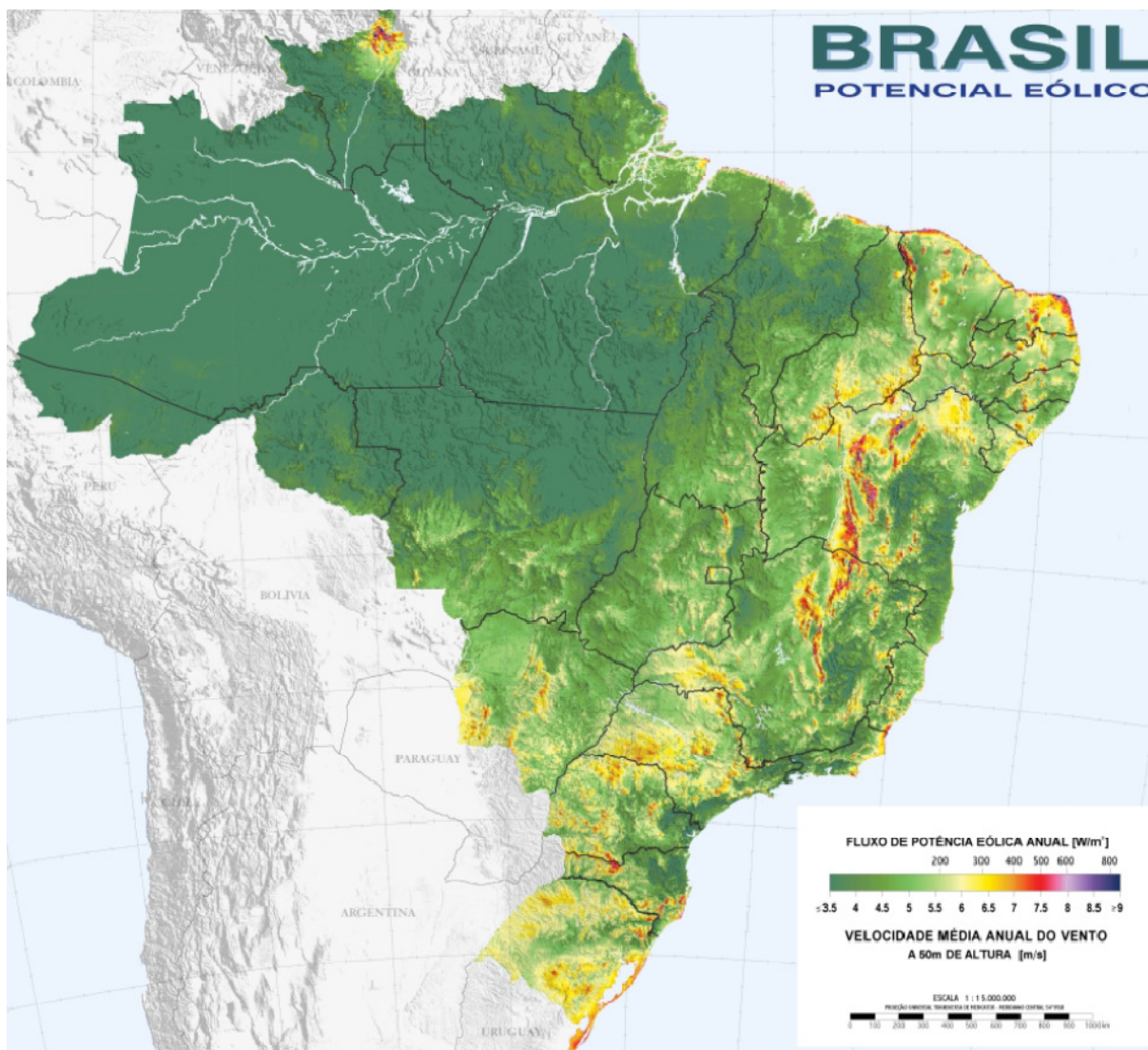


Figura 5. Distribuição média de ventos no Brasil (Atlas Eólico Brasileiro).







Com os dados do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, o CRESESB realizou uma estimativa do potencial eólico total do território brasileiro. As hipóteses utilizadas no cálculo foram as seguintes:

- Foram consideradas curvas médias de desempenho de turbinas eólicas no estado-da-arte mundial, instaladas em torres de 50m de altura.
- Para essa estimativa, foi utilizada uma densidade média de ocupação de terreno de apenas 2 MW/km². Esse valor é considerado conservativo, uma vez que representa cerca de 20% do realizável por usinas eólicas em terrenos planos.
- Foram adotados intervalos com incrementos de 0,5 m/s para as velocidades médias anuais de vento. O desempenho de turbinas eólicas foi calculado para os limites inferiores de cada intervalo.

- Foi adotado um fator de disponibilidade de 0,98, considerado típico para usinas eólicas comerciais.
- Foram descartadas da integração as áreas cobertas por água (lagos e lagoas, açudes, rios e mar).

Os cálculos realizados estão apresentados na tabela a seguir:

Tabela 1. Estimativa do potencial eólico brasileiro.

REGIÃO	INTEGRAÇÃO POR FAIXAS DE VELOCIDADES					INTEGRAÇÃO CUMULATIVA			
	VENTO [m/s]	ÁREA [km ²]	POTÊNCIA INSTALÁVEL [GW]	FATOR DE CAPACIDADE	ENERGIA ANUAL [TWh/ano]	VENTO [m/s]	ÁREA (CUMULATIVA) [km ²]	POTÊNCIA INSTALÁVEL [GW]	ENERGIA ANUAL [TWh/ano]
	6 - 6,5	11460	22,92	0,13	25,58	>6	24206	48,41	70,49
	6,5 - 7	6326	12,65	0,17	18,46	>6,5	12746	25,49	44,91
	7 - 7,5	3330	6,60	0,20	11,33	> 7 m/s	6420	12,84	26,45
	7,5 - 8	1666	3,33	0,25	7,15	>7,5	3120	5,24	15,11
	8 - 8,5	903	1,81	0,30	4,35	>8	1454	2,91	7,96
	>8,5	551	1,10	0,35	3,31	>8,5	551	1,10	3,31
	6 - 6,5	146589	293,18	0,13	327,19	>6	245105	490,21	649,50
	6,5 - 7	60990	121,98	0,17	178,02	>6,5	98516	197,03	322,31
	7 - 7,5	24303	48,77	0,20	83,73	> 7 m/s	37526	75,05	144,29
	7,5 - 8	9185	18,37	0,25	39,43	>7,5	13143	26,29	60,56
	8 - 8,5	3088	6,18	0,30	15,91	>8	3358	7,92	21,13
	>8,5	870	1,74	0,35	5,23	>8,5	870	1,74	5,23
	6 - 6,5	41110	82,22	0,13	91,76	>6	50752	101,50	120,83
	6,5 - 7	8101	16,20	0,17	23,65	>6,5	9342	19,28	29,07
	7 - 7,5	1395	2,79	0,20	4,79	> 7 m/s	1541	3,08	5,42
	7,5 - 8	140	0,28	0,25	0,30	>7,5	146	0,29	0,63
	8 - 8,5	6	0,01	0,30	0,03	>8	6	0,01	0,03
	>8,5	0	0,00	0,35	0,00	>8,5	0	0,00	0,00
	6 - 6,5	114688	229,38	0,13	255,99	>6	175859	351,72	446,07
	6,5 - 7	46302	92,60	0,17	135,15	>6,5	61171	122,34	190,08
	7 - 7,5	11545	23,09	0,20	39,64	> 7 m/s	14869	29,74	54,93
	7,5 - 8	2433	4,87	0,25	10,44	>7,5	3324	6,65	15,29
	8 - 8,5	594	1,19	0,30	3,76	>8	891	1,78	4,84
	>8,5	297	0,59	0,35	1,78	>8,5	297	0,59	1,78
	6 - 6,5	121798	243,60	0,13	271,86	>6	171460	342,94	424,74
	6,5 - 7	38292	76,58	0,17	111,77	>6,5	49671	99,34	152,88
	7 - 7,5	9436	18,87	0,20	32,40	> 7 m/s	11379	22,76	41,11
	7,5 - 8	1573	3,15	0,25	6,75	>7,5	1943	3,99	8,71
	8 - 8,5	313	0,63	0,30	1,51	>8	370	0,74	1,95
	>8,5	57	0,11	0,35	0,34	>8,5	57	0,11	0,34
 TOTAL BRASIL ESTIMADO						>6	667391	1334,78	1711,62
						>6,5	231746	453,49	739,24
						> 7 m/s	71735	143,47	272,20
						>7,5	21676	43,35	106,30
						>8	6379	13,36	35,93
						>8,5	1775	3,55	10,67

Segundo o *Atlas do Potencial Eólico Brasileiro*, mais de 71.000 km² do território nacional possui velocidades de vento superior a 7 m/s ao nível de 50 m, o que propicia um potencial eólico da ordem de 272 TWh/ano de energia elétrica. Essa é uma cifra bastante significativa considerando que o consumo nacional de energia elétrica é de 424 TWh/ano [Agência Nacional de Energia Elétrica].

4.2. Matriz Elétrica Brasileira

Nos Estados do Norte e Nordeste do Brasil habitam 36% dos brasileiros. Essas regiões são exportadoras de eletricidade uma vez que produzem cerca de 25% e consomem cerca de 21% da energia elétrica do país [Projeto Avança Brasil]. A inconsistência nesses dados, maior número de pessoas com um menor consumo de energia elétrica, deve-se a dois fatores: menor grau de industrialização e maior número de residências sem iluminação elétrica comparando-se com as regiões Centro-Oeste, Sul e Sudeste. No Norte encontram-se os principais aproveitamentos hidrelétricos nacionais para a construção de novas usinas, mas, devido à sua grande extensão e atividade econômica em desenvolvimento, apresenta muitas cidades isoladas sem energia elétrica ou fornecimentos inadequados e baixos índices de eletrificação rural.

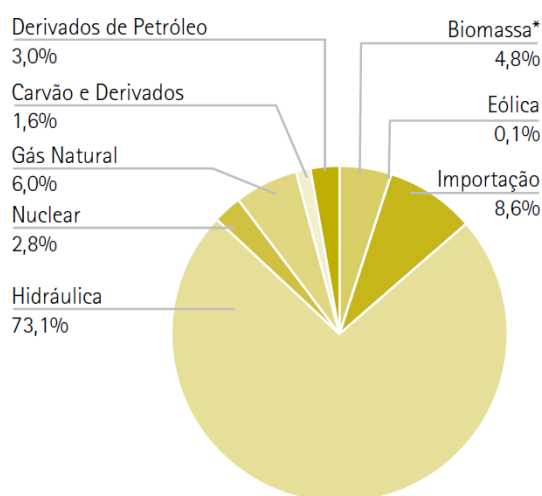
No entanto, esse problema também está presente nas outras regiões. A Síntese dos Indicadores Sociais divulgada pelo IBGE na sexta-feira, dia 9 de outubro de 2009, indicou que 39% dos domicílios urbanos do país são considerados habitações precárias (sem saneamento básico ou iluminação elétrica) sendo 0,5 % sem acesso à rede elétrica [IBGE, 2009].

Tabela 2. Proporção de domicílios sem iluminação elétrica por regiões

Domicílios urbanos com ausência de iluminação elétrica	
Brasil	0,5%
Norte	0,4%
Nordeste	0,6%
Sudeste	0,4%
Sul	0,5%
Centro-Oeste	0,2%
Região Sudeste	
Minas Gerais	0,6%
Região Metropolitana de Belo Horizonte	0,3%
Espírito Santo	0,1%
Rio de Janeiro	0,2%
Região Metropolitana do Rio de Janeiro	0,3%
São Paulo	0,6%
Região Metropolitana de São Paulo	0,1%

Os dados da tabela acima demonstram que todas as regiões possuem uma parcela significativa das residências urbanas sem iluminação elétrica. O problema agrava-se ainda mais se olharmos para as zonas rurais onde além da situação econômica das famílias, a localidade amplia as dificuldades de acesso da rede elétrica.

Para combater esses valores desfavoráveis para o desenvolvimento do país é preciso investir em novas formas de geração de energia que consigam chegar até essas localidades com a situação mais crítica. É com esse objetivo que este trabalho será formulado, ou seja, desenvolver uma alternativa de geração de energia que atue diretamente nas residências que necessitam e que se adapte para cada situação independentemente.



(*) Inclui lenha, bagaço de cana, lixo e outras recuperações

Figura 6. Matriz elétrica brasileira [Ministério de Minas e Energia, 2008]

Ao observar a matriz elétrica brasileira (Figura 6) é clara a predominância das hidrelétricas, onde estão compreendidas as pequenas, médias e grandes centrais hidrelétricas (PCH, UHE e GCH, respectivamente). Para a operação das UHE e GCH é necessário um sistema extenso de transmissão para atingir as regiões habitadas. Outro fator marcante é a parcela de 8,6% ligada à importação dos países vizinhos, o que traduz em um interesse crescente de investimento em novas fontes de geração de energia em busca da auto-suficiência energética do país.

Das modalidades de produção de energia elétrica presentes no gráfico da figura 6, a energia eólica apresenta um potencial cada vez maior, devido à diversidade de sua utilização, podendo ser utilizada para alimentar apenas uma residência ou em parques eólicos de grande capacidade. Mas essa alternativa representa hoje em dia apenas 0,1% da matriz elétrica do país, o que é um valor muito baixo comparado com os países desenvolvidos (principalmente os europeus).

Diversos programas de financiamento de projetos de universalização da energia elétrica estão em desenvolvimento, dentre eles está o Projeto Avança Brasil [Projeto Avança Brasil] que tem como metas as seguintes medidas:

- Construção de usinas hidrelétricas com ênfase na minimização dos reservatórios, reduzindo impacto no meio ambiente e comunidades locais;
- Construção de termelétricas a gás natural para substituir usinas a óleo diesel;
- Linhas e redes para levar energia às cidades e ao meio rural;
- Investimentos em energias alternativas como a biomassa, a eólica (energia dos ventos) e a solar.

Assim, a atual situação do país é favorável para a diversificação da matriz energética brasileira com ênfase para as fontes de energia limpas e renováveis.

4.3. Cálculo do potencial elétrico

Os dois critérios fundamentais que o equipamento deve atender são: capacidade de atender uma residência com aparelhos elétricos básicos para uma boa qualidade de vida e apresentar um custo reduzido em comparação com os produtos presentes no mercado.

Os benefícios trazidos pela energia elétrica, para residências de baixa renda ou em zonas rurais isoladas, que foram julgados como de primeira necessidade foram à iluminação, a higiene e a conservação de alimentos. Assim, foram estudados as características dos seguintes equipamentos: lâmpadas incandescentes e fluorescentes, um chuveiro elétrico, uma bomba d'água e uma geladeira pequena. Ainda serão incluídos no estudo equipamentos de entretenimento como TV e rádio.

A tabela abaixo mostra os valores de consumo de potência média de cada aparelho, uma estimativa do tempo de utilização por dia e os cálculos para determinar a potência elétrica de projeto que deve ser fornecida pelo aparelho [PROCEL] e [IMETRO].

Tabela 3. Determinação da potência do projeto

	Potência elétrica (W)	Estimativa de tempo de utilização por dia (h)	Número	Consumo médio por dia (Wh)
Chuveiro elétrico	3200	1	1	3200
Bomba d'água	410	1,5	1	615
Lâmpada fluorescente	20	5	3	300
Lâmpada incandescente	60	5	3	900
Geladeira 250l	-	-	1	850
TV 20"	90	8	1	720
Rádio	10	8	1	80

O chuveiro elétrico apresenta um alto consumo de energia, e devido ao grande número de soluções corretas ecologicamente para o aquecimento da água do chuveiro aproveitando o calor proveniente de determinadas regiões da residência, como o telhado ou fogões à lenha, a sua utilização não será incluída na determinação da potência de projeto.

As lâmpadas fluorescentes serão consideradas no lugar das lâmpadas incandescentes, pois possuem uma maior eficiência de operação.

Todos os outros demais aparelhos serão considerados: bomba elétrica, lâmpadas fluorescentes, geladeira, TV e rádio. Assim, o consumo médio total estipulado por dia é de 2.565 Wh. Posteriormente, no projeto básico, serão calculadas as potências elétrica e mecânica necessárias para suprir essa demanda de energia.

A bomba d'água possui um consumo elétrico significativamente maior do que os outros aparelhos, portanto um deve ser tomado um cuidado especial por parte das famílias beneficiadas com o projeto, para que o seu tempo de utilização não ultrapasse o estipulado por dia, evitando assim que falte energia para o restante da residência.

4.4. Proposição de soluções

Os diversos tipos de aerogeradores são agrupados em dois grandes grupos: os aerogeradores de eixo vertical e os aerogeradores de eixo horizontal.

4.4.1. Aerogerador de eixo vertical

As torres das eólicas de eixo vertical são baixas, entre 0,1 e 0,5 vezes a altura do próprio rotor, o que permite colocar todo o dispositivo de conversão de energia (gerador, caixa de velocidades, etc.) na base do aproveitamento, facilitando assim as operações de manutenção. Além disso, neste tipo de aerogeradores, não é necessário o dispositivo de orientação da turbina face ao vento, tal como acontece nos aerogeradores de eixo horizontal. Por outro lado, o vento junto ao solo é de mais fraca intensidade o que implica um menor rendimento deste tipo de aerogeradores e a torre fica sujeita a elevados esforços mecânicos.

O rotor do tipo Savonius é um dos mais simples, é movido principalmente pela força de arrasto do ar, sua maior eficiência se dá em ventos fracos e pode chegar a 20% [CBEE].

Já o rotor do tipo Darrieus é constituído por 2 ou 3 pás, funciona através de força de sustentação tendo assim uma eficiência melhor que a do rotor Savonius, podendo chegar a 40% em ventos fortes [CBEE].

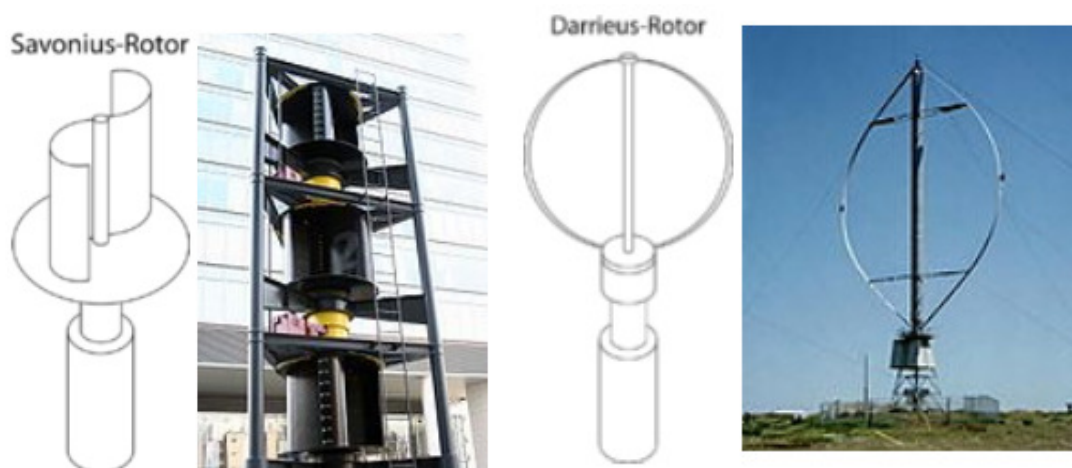


Figura 7. Aerogeradores de eixo vertical do tipo Savonius (esquerda) e Darrieus (direita).

4.4.2. Aerogerador de eixo horizontal

Os aerogeradores de eixo horizontal são os mais conhecidos e os mais utilizados por ter uma eficiência aerodinâmica maior que a dos aerogeradores de eixo vertical. São constituídos por turbinas de duas, três ou multipás. A turbina de três pás é a mais comum, pois constitui um bom compromisso entre coeficiente de potência, custo e velocidade de rotação.

Os rotores Multipás são mais utilizados para bombeamento de água de poços artesianos, mas nada impede que sejam utilizados para geração de energia elétrica. Impulsionados tanto por força de arrasto como por força de sustentação, esses rotores têm seu pico de eficiência em ventos fracos, com uma eficiência de 30% [CBEE].

Apesar dos rotores com duas pás serem mais eficientes do que os rotores com mais pás, eles são mais instáveis e propensos a turbulências, o que acentua os riscos para as estruturas de turbinas de grande porte.

Isso já não ocorre nos rotores de três pás que são muito mais estáveis, possibilitando a construção de aerogeradores de mais de 100 metros de altura e com capacidade de geração de energia que pode chegar a 5MW. Assim, os rotores de três pás são os mais utilizados para geração de energia elétrica em larga escala, são impulsionados apenas pela força de sustentação. Seu pico de geração de energia é atingido com ventos fortes e sua eficiência pode passar dos 45% [CBEE].

Existem ainda duas categorias de eólicas de eixo horizontal:

- **Frontais ("upwind"):** o vento sopra pela parte frontal. As pás são rígidas e o rotor é orientado segundo a direção do vento através de um dispositivo motor.
- **Retaguarda ("downwind"):** o vento sopra pela retaguarda das pás. O rotor é flexível e auto-orientável.

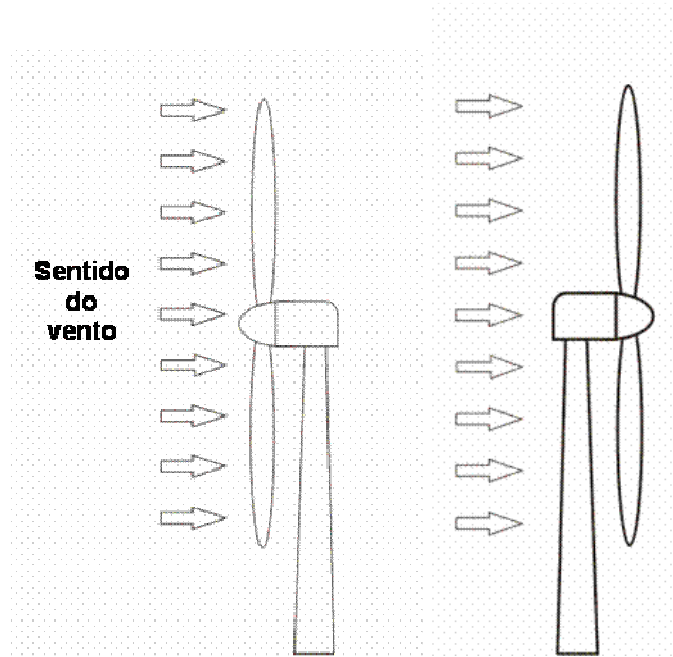


Figura 8. Esquemas de aerogeradores de eixo horizontal upwind (esquerda) e downwind (direita).

Nos aerogeradores downwind, na região posterior da torre ocorre a formação de uma “esteira” de vórtices devido ao deslocamento do escoamento de ar, o que gera uma turbulência e vibrações em toda a estrutura. Já para os aerogeradores upwind, são as pás que provocam esforços vibratórios na torre [American Wind Energy Association].

4.4.3. Soluções propostas

Com as possíveis configurações que influenciam no desempenho do aerogerador expostas, as alternativas devem ser organizadas e avaliadas.

Tabela 4. Variações nas configurações de aerogeradores.

	Alternativas		
Orientação do rotor	vertical	horizontal	-
Posição do rotor	upwind	downwind	-
Número de pás	2	3	multipás
Mecanismo de direcionamento do rotor	ausente	leme	motor

Considerando que os aerogeradores de multipás são menos adequados à geração de energia elétrica do que os demais, essa possibilidade será descartada na escolha da seleção.

O controle de direcionamento do rotor para aerogeradores pequenos por não apresentar grandes esforços na estrutura, pode ser efetuado sem problemas através de um leme de direção, que alinha o rotor com a direção do vento através da força de arrasto. Pela simplicidade e eficiência dessa solução, o controle motorizado de direcionamento do rotor não será avaliado, pois esse apresenta um maior grau de complexidade devido ao sistema de controle com sensores de velocidade e direção do vento.

Portanto, com as alternativas restantes, cinco configurações diferentes foram definidas e estão apresentadas na tabela abaixo.

Tabela 5. Soluções propostas.

	Soluções				
	A	B	C	D	E
Orientação do rotor	vertical	horizontal	horizontal	horizontal	horizontal
Posição do rotor	-	upwind	upwind	downwind	downwind
Número de pás	2	2	3	2	3
Mecanismo de direcionamento do rotor	ausente	leme	leme	leme	leme

4.5. Determinação da solução

Os critérios para a escolha da solução que será desenvolvida nesse projeto foram definidos com ênfase nas características de operação, rendimento e custo. Assim, foram definidos quatro critérios: custo, eficiência, facilidade de instalação e manutenção. Sendo que os pesos dos dois primeiros critérios foram definidos iguais e significativamente maiores do que os demais, pois caracterizam o foco do projeto. Assim, o método da matriz de decisão foi aplicado para avaliar as soluções.

Tabela 6. Matriz de decisão.

		Matriz de decisão				
		Solução				
Critério	Peso	A	B	C	D	E
Custo	30%	9	7	6	8	7
Eficiência	30%	6	10	9	8	7
Facilidade de instalação	20%	7	10	9	10	9
Manutenção	20%	8	9	8	9	8
Total		7,5	8,9	7,9	8,6	7,6

As soluções B e D apresentaram resultados próximos e superiores às demais, isto se deve ao fato de apresentarem melhor custo e eficiência devido à utilização de um rotor de apenas duas pás. Entretanto, a maior eficiência do rotor upwind (solução B) obteve um peso maior no resultado final do que o maior custo ligado à existência do leme direcionador do rotor.

Assim a solução que será desenvolvida nesse trabalho será um aerogerador de eixo horizontal, upwind, com duas pás e leme.

5. PROJETO BASICO

O projeto básico do aerogerador é a etapa de desenvolvimento técnico da solução. Os principais parâmetros de decisão em todas as fases do projeto básico serão, assim como foi definido na matriz de decisão, o custo e a eficiência. Esses parâmetros representam o objetivo principal do projeto, que é projetar um equipamento de baixo custo com soluções simples e otimizado tecnicamente.

Foram definidas 7 etapas que formam o projeto básico: projeto aerodinâmico do rotor, projeto mecânico do rotor, projeto da nacelle, seleção do gerador, projeto de transmissão e armazenamento de energia, projeto da torre de sustentação e integração do projeto.

Apesar da divisão do projeto em sete etapas, elas não constituem projetos independentes, pois elas serão adaptadas constantemente com o andamento da execução.

5.1. Projeto Aerodinâmico do Rotor

O aerogerador a ser desenvolvido será de eixo horizontal, upwind, com duas pás e leme direcionador. O objetivo dessa etapa do projeto é determinar a geometria do rotor visando a máxima eficiência aerodinâmica e obtenção das curvas de desempenho mecânico do equipamento, como curvas de potência e esforços mecânicos em função da velocidade de vento e rotação.

A metodologia utilizada é baseada em teorias de escoamentos aerodinâmicos e em processos de otimização iterativos.

5.1.1. Teoria do Elemento de Pá

Para o desenvolvimento da geometria das pás, será utilizado o programa específico para aerogeradores PROP93 [McCARTY, 1993], porém a teoria empregada nos cálculos, teoria do elemento de pá, está enunciada a seguir.

Uma turbina eólica transforma a energia cinética contida no vento em energia mecânica (com o movimento das pás do rotor), e posteriormente, em energia elétrica (através do gerador elétrico). Devido ao formato aerodinâmico das pás, o escoamento de ar em torno delas provoca uma diferença de pressão em seu contorno, e assim as forças resultantes dessa diferença de pressão fazem com que o rotor se movimente.

O estudo desse fenômeno é realizado com o auxílio da Teoria do Elemento de Pá, cujo fundamento é estudar o comportamento em duas dimensões de um determinado perfil aerodinâmico, e depois aplicá-lo para o caso de três dimensões.

Conforme apresentado na figura 9, a pá é dividida em “n” elementos (seções). E para esta análise, as seguintes suposições são feitas:

- Não existe interação aerodinâmica entre os elementos;
- As forças atuantes na pá são determinadas apenas pelas características dos coeficientes de sustentação e arrasto de cada elemento.

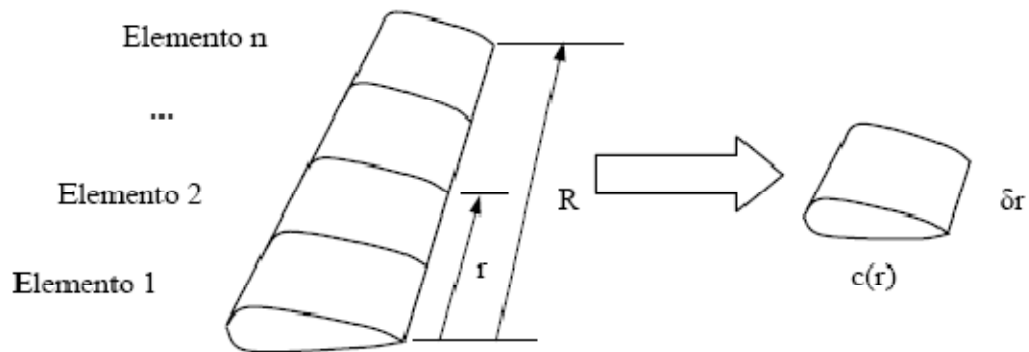


Figura 9. Representação da discretização em elementos e representação do elemento infinitesimal δr .

As forças de sustentação e arrasto nos elementos de raio r e comprimento δr (ver figura 10) das pás de uma turbina eólica são conseqüências da taxa de mudança do momento axial e angular de todo ar que passa através do anel varrido por estes elementos de pá. Essa mudança nos momentos é a responsável por transferir a energia do vento para o rotor da turbina eólica.

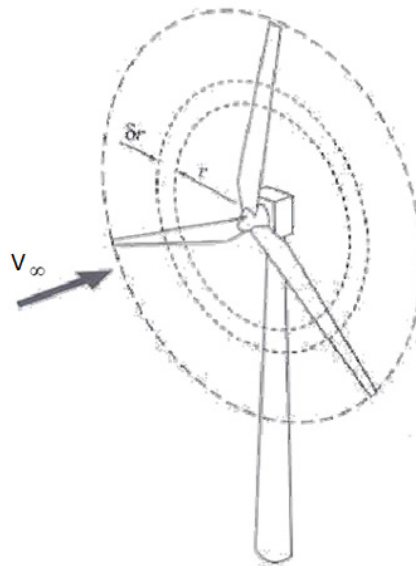


Figura 10. Área de varredura de um rotor e seção transversal de uma pá a uma distância r .

No caso 2D, as forças resultantes da ação do vento sobre um perfil aerodinâmico são agrupadas em duas forças resultantes, uma força de sustentação,

perpendicular à direção da vento relativo, e uma força de arrasto na mesma direção do vento relativo, como pode ser observado na figura 11.

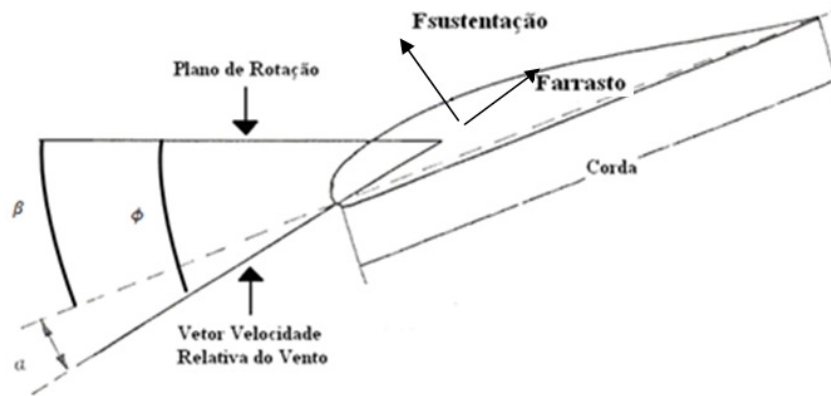


Figura 11. Diagrama de velocidades e de forças na seção transversal da pá.

Assume-se que as forças que atuam no elemento da pá podem ser calculadas por meios das características bidimensionais de um aerofólio, possuindo um ângulo de ataque (α) determinado a partir da velocidade resultante incidente (W) no plano da seção transversal do elemento.

O ângulo de ataque para o elemento localizado em uma seção radial é definido pela velocidade do vento não perturbado, a velocidade de rotação da pá (ω) e o ângulo de torção da pá, β (ver Figura 11).

$$\alpha = \varphi - \beta \quad (1)$$

Através da teoria do elemento da pá acoplada com a teoria do momento são encontradas as seguintes expressões para o torque e o empuxo axial para cada pá, considerando o fluxo incompressível, segundo [PARASCHIVOIU, 2002]:

$$L_p = \frac{1}{2} \cdot \int_0^R C_l \cdot \rho \cdot c \cdot V_\infty^2 \cdot dr \quad (2)$$

$$D_p = \frac{1}{2} \cdot \int_0^R C_D \cdot \rho \cdot c \cdot V_\infty^2 \cdot dr \quad (3)$$

Considerando uma aproximação onde as pás serão divididas em um número n_p de partes iguais e considerando que os valores de C_l e C_d , a corda e o ângulo de torção são constantes em cada seção, as equações se resumem a:

$$L_p = \sum_{n=1}^{n_p} \frac{1}{2} \cdot C_L(n) \cdot \rho \cdot c(n) \cdot V_\infty^2 \cdot \Delta r \quad (4)$$

$$D_p = \sum_{n=1}^{n_p} \frac{1}{2} \cdot C_D(n) \cdot \rho \cdot c(n) \cdot V_\infty^2 \cdot \Delta r \quad (5)$$

Para os estudos de aerogeradores, é interessante compor as forças de arrasto e sustentação como um torque (momento, Q) e um empuxo (força, T) ambos perpendiculares ao plano de rotação do rotor. Decompondo as forças de arrasto e sustentação de acordo com os ângulos da figura 11, temos:

$$T_p = \sum_{n=1}^{n_p} \left(\frac{1}{2} \cdot C_L(n) \cdot \rho \cdot c(n) \cdot V_\infty^2 \cdot \cos \beta + \frac{1}{2} \cdot C_D(n) \cdot \rho \cdot c(n) \cdot V_\infty^2 \cdot \sin \beta \right) \cdot \Delta r \quad (6)$$

$$Q_p = \sum_{n=1}^{n_p} \left(\frac{1}{2} \cdot C_D(n) \cdot r \cdot \rho \cdot c(n) \cdot V_\infty^2 \cdot \cos \beta - \frac{1}{2} \cdot C_L(n) \cdot r \cdot \rho \cdot c(n) \cdot V_\infty^2 \cdot \sin \beta \right) \cdot \Delta r \quad (7)$$

As contribuições do arrasto e da sustentação para o torque são multiplicadas pelo raio médio, por se tratar de um momento de força, diferentemente do empuxo que é uma força.

Em seguida somam-se as contribuições de cada pá a fim de se obter o empuxo total e o torque total, como as pás são iguais, temos:

$$T = T_p \cdot N_p \quad (8)$$

$$Q = Q_p \cdot N_p \quad (9)$$

Potência (P) desenvolvida pelo rotor é:

$$P = Q \cdot \omega \quad (10)$$

5.1.2. Dados de projeto

Os dados aerodinâmicos de projeto do rotor serão definidos a partir de uma análise de produtos semelhantes existentes no mercado. Serão definidos como parâmetros iniciais: a eficiência elétrica do gerador, a potência mecânica gerada (projeto), a densidade do ar e os valores de velocidade do vento e rotação para os quais o aerogerador deverá desempenhar a potência de projeto.

A tabela a seguir compara o desempenho de diversos geradores de pequeno porte dos principais fabricantes do mundo:

Tabela 7. Dados de desempenho de aerogeradores presentes no mercado [Enersud], [Hummer Wind Power], [Endurance Wind Power], [South West Wind Power] e [All Small Wind Turbines].

Fabricante	Enersud	Hummer	Windmax	SouthWest Wind Power	ARI Wind Turbines	Ampair	Electrovent	Bornay	Bornay	Fotis
Modelo	Notus138	Hummer 500	H5	Air X	ARI-450	300	250	Inclin 250	Inclin 600	Espada
Potencia (W)	350	500	450	400	450	300	250	250	600	800
Numero de pas	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2
Diametro (m)	1,38	2,7	1,4	1,15	1,4	1,2	1,5	1,35	2	2,2
Rotação nominal (rpm)	1100	600	-	-	700	650	-	1000	1000	-
Vel. vento nominal (m/s)	12	7	11	12,5	12	12,5	12	11	11	17

Os equipamentos com 3 pás são predominantes no mercado por apresentarem um melhor aproveitamento da energia do vento, porém os equipamento com duas pás são mais simples e com menor custo. Pela tabela pode-se observar a diferença de rotação entre os modelos. A ausência de uma pá exige que o rotor tenha uma rotação maior, ou uma maior velocidade de vento para que os valores potência sejam equivalentes.

O valor do consumo de energia elétrica total diário foi definido no escopo (item 5) como 2565 W.h. Considerando um fator de capacidade de 30% (região com bom regime de ventos) a potência elétrica que deve ser fornecida pelo aerogerador pode ser calculada:

$$P_{ele} = \frac{\text{Consumo}}{FC.horas} \rightarrow P_{ele} = 316,2 \text{ W} \quad (11)$$

Primeiramente, serão adotados os valores do rendimento do sistema de geração e transmissão de energia (gerador elétrico, inversor, controlador de carga e transmissão) como 90%, valor conservador para aerogeradores, e a massa específica do ar constante e igual a 1,225 kg/m³. Assim, temos que a potência de projeto mecânica (potência média do aerogerador) é igual a:

$$P_{mec} = \frac{P_{ele}}{\eta} \rightarrow P_{mec} = 351 \text{ W} \quad (12)$$

De acordo com o Atlas Eólico Brasileiro (figura 5), a maioria das regiões do país possui uma média de ventos acima de 7 m/s a 50 m de altura, porém, como os

aerogeradores serão instalados em uma altura inferior, será adotada, inicialmente, uma velocidade média de projeto de 6 m/s.

Segundo o estudo do CRESESB “Energia Eólica – princípios e aplicações” [CRESESB], a velocidade de vento utilizada nos cálculos do projeto, deve ser 70 % maior do que a velocidade de vento média, essa correção é aplicada na fase de projetos devido aos efeitos de variação da velocidade do vento.

5.1.3. Cálculo do raio do rotor

O próximo passo é determinar a TSR ou Tip-Speed Ratio, que é a razão entre a velocidade linear na ponta da pá do rotor e a velocidade do vento livre incidente nas pás. Ou seja, quanto maior o TSR maior a rotação do rotor. Aerogeradores de pequeno porte trabalham com essa relação baixa, entre 7 e 8 [CRESESB], portanto maiores velocidades de rotação.

$$TSR = \frac{\omega.R}{V_{\infty}} \quad (13)$$

Sendo assim, serão avaliados quatro valores de TSR, 7, 7,5, 8 e 8,5, e posteriormente, avaliando os resultados obtidos, será selecionado o mais adequado ao caso.

Através da análise de aerogeradores existentes no mercado, podemos estimar também a rotação nominal do rotor. Para uma potência de 350 W foi estimada uma rotação de 650 rpm.

Portanto, com a rotação e o TSR definidos, o raio pode ser facilmente determinado utilizando uma velocidade média de projeto de 6 m/s. Para cada valor de TSR foi definido o seguinte raio:

Tabela 8. Diâmetros calculados para diferentes TSR.

	Rotor 1	Rotor 2	Rotor 3	Rotor 4
TSR	7	7,5	8	8,5
Diâmetro calculado (m)	2,09	2,24	2,39	2,54
Diâmetro escolhido (m)	2,10	2,25	2,40	2,60

5.1.4. Distribuição dos perfis aerodinâmicos das pás

As pás serão divididas em 10 elementos de mesmo comprimento de acordo com a teoria do elemento de pá. Cada elemento terá o seu perfil aerodinâmico, ângulo de torção e corda independentes.

Os perfis aerodinâmicos utilizados no projeto serão os perfis da família MH projetados para aerogeradores. Eles foram desenvolvidos por Martin Hepperle e estão disponíveis na internet [Aerodynamics for Model Aircraft] para utilização, assim como seus coeficientes de desempenho para diferentes situações de escoamento. A família MH é composta pelos perfis MH102, MH104, MH106, MH108 e MH110. Cada perfil foi desenvolvido para atuar em uma posição da pá, quanto menor a sua numeração, mais próximo da base o perfil deve estar.

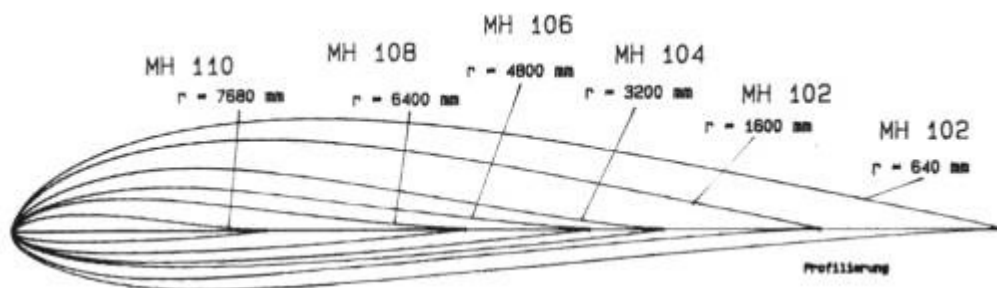


Figura 12. Geometria dos perfis aerodinâmicos da família MH.

A distribuição dos perfis aerodinâmicos nas seções das pás será definida de maneira uniforme, com duas seções para cada perfil e seguindo a distribuição de perfis recomendada pelo fabricante da família MH.

Tabela 9. Distribuição de tipos de perfis aerodinâmicos em cada seção da pá.

Distribuição de perfil	
Setor	Perfil
1	MH102
2	MH102
3	MH104
4	MH104
5	MH106
6	MH106
7	MH108
8	MH108
9	MH110
10	MH110

5.1.5. Cálculo do ângulo de torção das pás

O desempenho do perfil aerodinâmico depende do ângulo de ataque (α) formado entre a corda do perfil e a velocidade relativa do vento (figura 11). O ângulo de ataque ótimo (j) é aquele que apresenta um menor valor, em módulo, da razão entre C_d e C_l . A tabela abaixo mostra os valores de C_l e C_d dos perfis MH em função do ângulo de ataque:

Tabela 10. Valores de Cl e Cd em função do ângulo de ataque [Aerodynamics for Model Aircraft].

MH102			MH104			MH106			MH108			MH110		
Alfa	Cl	Cd	Alfa	Cl	Cd	Alfa	Cl	Cd	Alfa	Cl	Cd	Alfa	Cl	Cd
-3,0	-0,330	0,0096	-4,0	0,440	0,0115	-4,0	-0,440	0,0088	-4,0	-0,440	0,0094	-4,0	-0,440	0,0101
-2,0	-0,220	0,0092	-2,0	-0,220	0,0087	-2,0	-0,220	0,0084	-3,0	-0,330	0,0087	-3,0	-0,330	0,0074
0,0	0,000	0,0091	-1,0	-0,110	0,0084	-1,0	-0,110	0,0081	-2,0	-0,220	0,0081	-2,0	-0,220	0,0067
2,0	0,220	0,0092	0,0	0,000	0,0082	0,0	0,000	0,0076	-1,0	-0,110	0,0077	-1,0	-0,110	0,0065
4,0	0,430	0,0091	2,0	0,220	0,0073	1,0	0,110	0,0072	0,0	0,000	0,0072	0,0	0,000	0,0065
6,0	0,650	0,0089	3,0	0,330	0,0071	2,0	0,220	0,0070	1,0	0,110	0,0071	1,0	0,110	0,0066
8,0	0,860	0,0095	4,0	0,440	0,0072	3,0	0,330	0,0070	2,0	0,220	0,0071	2,0	0,220	0,0068
10,0	1,060	0,0115	5,0	0,550	0,0074	4,0	0,440	0,0070	4,0	0,440	0,0074	4,0	0,440	0,0075
12,0	1,200	0,0142	6,0	0,650	0,0078	5,0	0,550	0,0071	5,5	0,610	0,0079	5,5	0,610	0,0081
14,0	1,290	0,0179	7,0	0,760	0,0083	6,0	0,660	0,0078	6,0	0,660	0,0081	6,0	0,660	0,0084
16,0	1,350	0,0229	8,0	0,860	0,0091	7,0	0,760	0,0089	6,5	0,710	0,0085	6,5	0,720	0,0086
17,0	1,380	0,0260	10,0	0,980	0,0121	8,0	0,860	0,0116	8,0	0,870	0,0108	7,0	0,760	0,0120
-	-	-	12,0	1,030	0,0176	9,0	0,900	0,0138	10,0	0,880	0,0165	8,0	0,800	0,0135
-	-	-	14,0	1,080	0,0256	10,0	0,880	0,0168	12,0	0,910	0,0209	9,0	0,800	0,0151

O ângulo de torção (β) de cada seção da pá, deve ser tal que para as condições nominais de operação (rotação e velocidade do vento) o ângulo de ataque (α) seja igual ao ângulo de ataque ótimo (j).

Portanto, os valores de β podem ser calculados com as seguintes equações [MARTIN, 2008]:

$$\phi = \frac{2}{3} \cdot \arctg\left(\frac{V_{\infty}}{\omega \cdot r}\right) \quad (14)$$

$$\beta = \phi - j \quad (15)$$

A tabela a seguir mostra os valores de β calculados para cada rotor estudado:

Tabela 11. Valores de angulo de torção calculados para cada seção da pá.

Rotor 1 - TSR = 7						Rotor 2 - TSR = 7,5					
N	Raio	ϕ (graus)	Perfil MH	j (graus)	β (graus)	N	Raio	ϕ (graus)	Perfil MH	j (graus)	β (graus)
1	0,05	47,13	102	10	37,13	1	0,06	46,34	102	10	36,34
2	0,16	29,05	102	10	19,05	2	0,17	27,82	102	10	17,82
3	0,26	19,81	104	8	11,81	3	0,28	18,77	104	8	10,77
4	0,37	14,79	104	8	6,79	4	0,39	13,95	104	8	5,95
5	0,47	11,73	106	7	4,73	5	0,50	11,04	106	7	4,04
6	0,58	9,70	106	7	2,70	6	0,62	9,11	106	7	2,11
7	0,68	8,26	108	6,5	1,76	7	0,73	7,75	108	6,5	1,25
8	0,79	7,18	108	6,5	0,68	8	0,84	6,74	108	6,5	0,24
9	0,89	6,35	110	6,5	-0,15	9	0,95	5,96	110	6,5	-0,54
10	1,00	5,70	110	6,5	-0,80	10	1,06	5,34	110	6,5	-1,16
Rotor 3 - TSR = 8						Rotor 4 - TSR = 8,5					
N	Raio	ϕ (graus)	Perfil MH	j (graus)	β (graus)	N	Raio	ϕ (graus)	Perfil MH	j (graus)	β (graus)
1	0,06	45,45	102	10	35,45	1	0,06	44,69	102	10	34,69
2	0,18	26,52	102	10	16,52	2	0,19	25,46	102	10	15,46
3	0,3	17,69	104	8	9,69	3	0,32	16,84	104	8	8,84
4	0,42	13,09	104	8	5,09	4	0,44	12,42	104	8	4,42
5	0,54	10,34	106	7	3,34	5	0,57	9,80	106	7	2,80
6	0,66	8,53	106	7	1,53	6	0,70	8,07	106	7	1,07
7	0,78	7,25	108	6,5	0,75	7	0,83	6,86	108	6,5	0,36
8	0,9	6,30	108	6,5	-0,20	8	0,95	5,96	108	6,5	-0,54
9	1,02	5,57	110	6,5	-0,93	9	1,08	5,27	110	6,5	-1,23
10	1,14	4,99	110	6,5	-1,51	10	1,21	4,72	110	6,5	-1,78

5.1.6. Cálculo da corda do perfil

Os valores de corda também variam continuamente com o raio da pá, assim, para cada seção da pá é definido um valor médio da corda de acordo com a seguinte expressão:

$$c = \frac{8 \cdot \pi \cdot r}{N_p \cdot C_{lp}} \cdot (1 - \cos(\phi)) \quad (16)$$

Onde C_{lp} é o CI de projeto dos perfis que é definido pelo proprietário dos perfis. Para o caso dos perfis MH, todos possuem $C_{lp} = 1,3$. A tabela a seguir contem os valores calculados para os quatro rotores avaliados:

Tabela 12. Valores da corda calculados para cada seção da pá.

	Rotor 1	Rotor 2	Rotor 3	Rotor 4
N	Corda (m)	Corda (m)	Corda (m)	Corda (m)
1	0,162	0,168	0,173	0,177
2	0,192	0,188	0,183	0,179
3	0,150	0,144	0,137	0,132
4	0,118	0,112	0,106	0,101
5	0,095	0,090	0,085	0,081
6	0,080	0,075	0,071	0,067
7	0,068	0,064	0,060	0,057
8	0,060	0,056	0,053	0,050
9	0,053	0,050	0,047	0,044
10	0,048	0,045	0,042	0,040

5.1.7. Configuração final das pás

Com os parâmetros geométricos das pás definidos, sua configuração fica da seguinte maneira:

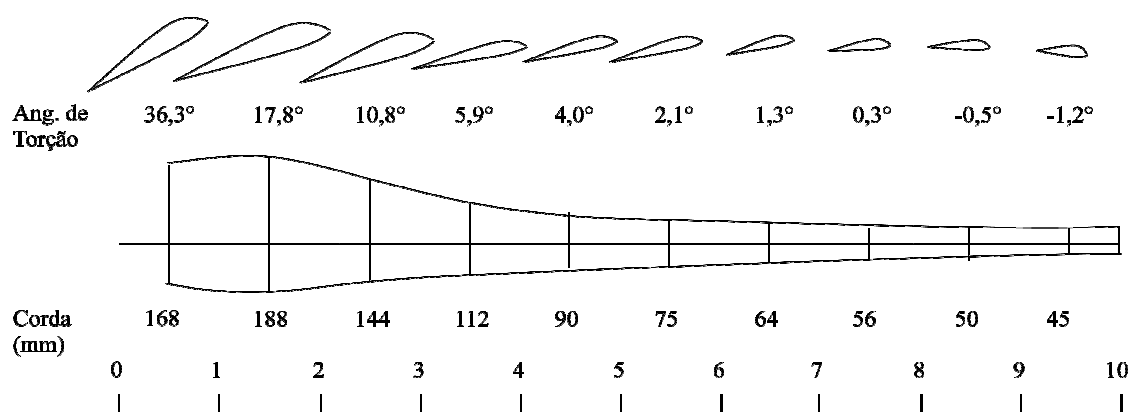


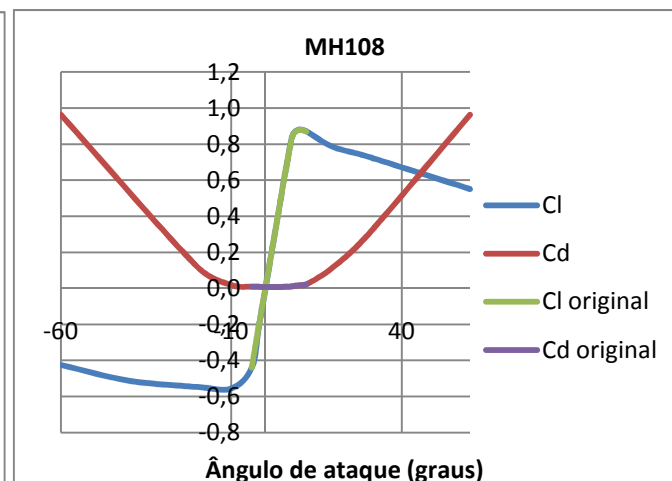
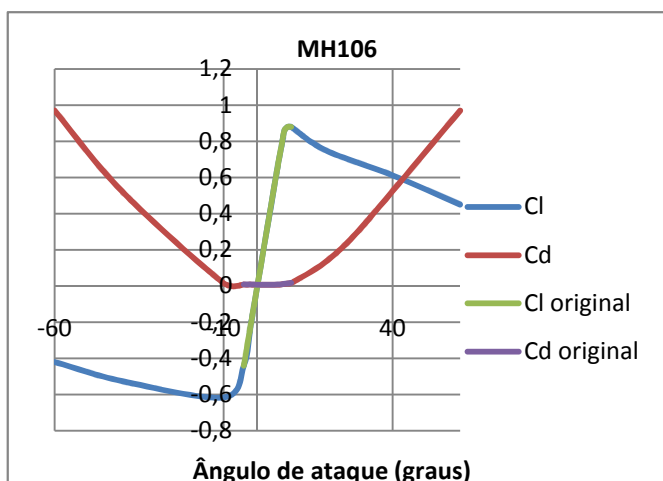
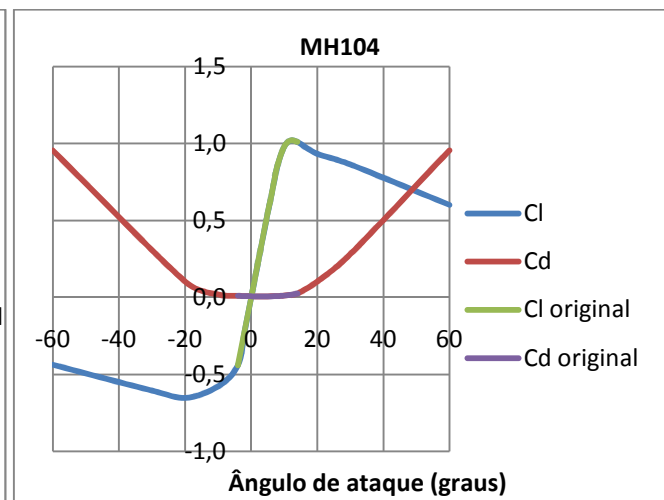
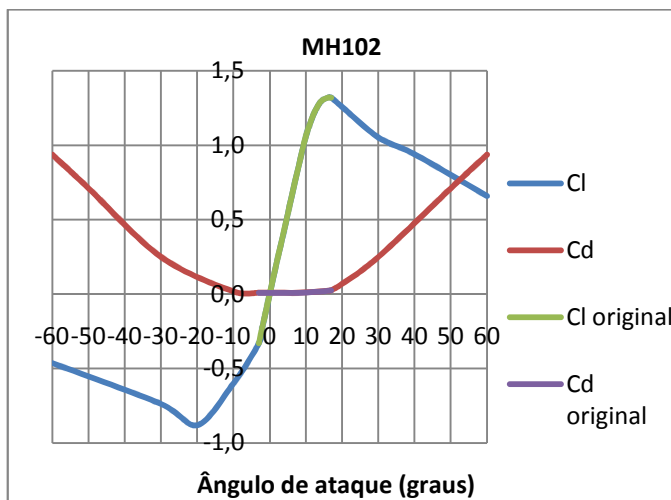
Figura 13. Geometria final das pás

5.1.8. Cálculo do desempenho

Com a geometria dos rotores definidas, o desempenho dos rotores pode ser calculada através da teoria do elemento de pá. Nesse trabalho, esses cálculos são realizados com o auxílio do programa PROP93 [McCARTY, 1993]. Após a inclusão de todos os dados definidos anteriormente, o programa gera todos os gráficos de desempenho total do equipamento ou por elementos da pá. Para a fase de desenvolvimento do aerogerador, será utilizado como base avaliação, o gráfico de potência total em função da velocidade do vento.

Para uma maior fidelidade dos resultados, devem ser utilizados valores de C_l e C_d dos perfis para uma vasta gama de ângulos de ataque. Porém, o fabricante dos perfis MH, disponibiliza na internet apenas os valores mais importantes para aerogeradores. Devido a fenômenos aerodinâmicos como o stall (decréscimo da força de sustentação devido ao descolamento da camada limite da superfície), a incerteza nos valores de C_l e C_d para ângulo de ataque elevados é grande, porém, uma interpolação e extrapolação conservativas dos valores apresentados na tabela 10 se faz necessária para o estudo.

Com esse objetivo, foi utilizado outro programa disponível na internet, o FoilCheck [National Wind Technology Center], e foi possível estimar valores de C_l e C_d Para ângulo de ataque de -60° a 60° tomando como base os valores originais e os parâmetros de projeto dos perfis, como o C_l de projeto, C_d mínimo e AR (razão de aspecto).



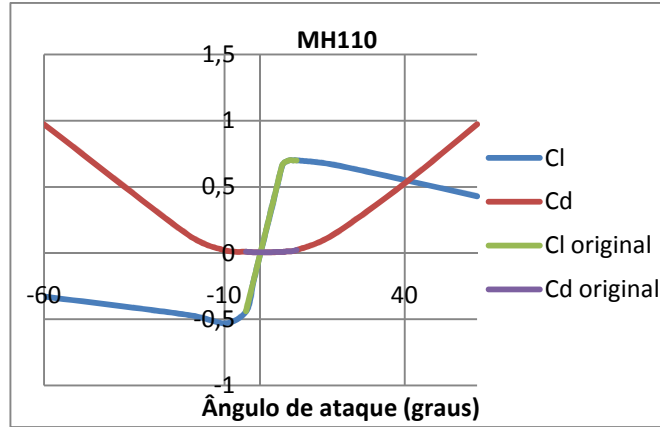


Figura 14. Gráficos de Cl e Cd (originais e extrapolados) da família de perfis MH em função do ângulo de ataque.

Definidos todos os parâmetros dos rotores é possível analisar o desempenho do rotor desenvolvido. Para efetuar essa análise, serão verificados os principais parâmetros de desempenho: potência mecânica, coeficiente de potência, coeficiente de empuxo e coeficiente de torque.

Através da decomposição dos coeficientes de sustentação e arrasto nas direções paralelas e perpendiculares ao plano de rotação do rotor são definidos os coeficientes de torque e empuxo, respectivamente. De Maneira análoga às forças de arrasto e sustentação, as forças de empuxo e o torque total podem ser calculados:

$$E_p = \sum_{n=1}^{n_p} \frac{1}{2} \cdot C_E(n) \cdot \rho \cdot c(n) \cdot V_\infty^2 \cdot \Delta r \quad (17)$$

$$T_p = \sum_{n=1}^{n_p} \frac{1}{2} \cdot C_T(n) \cdot \rho \cdot c(n) \cdot V_\infty^2 \cdot r \cdot \Delta r \quad (18)$$

Os resultados obtidos utilizando a teoria do elemento de pá através do programa PROP93 estão representados no gráfico a seguir:

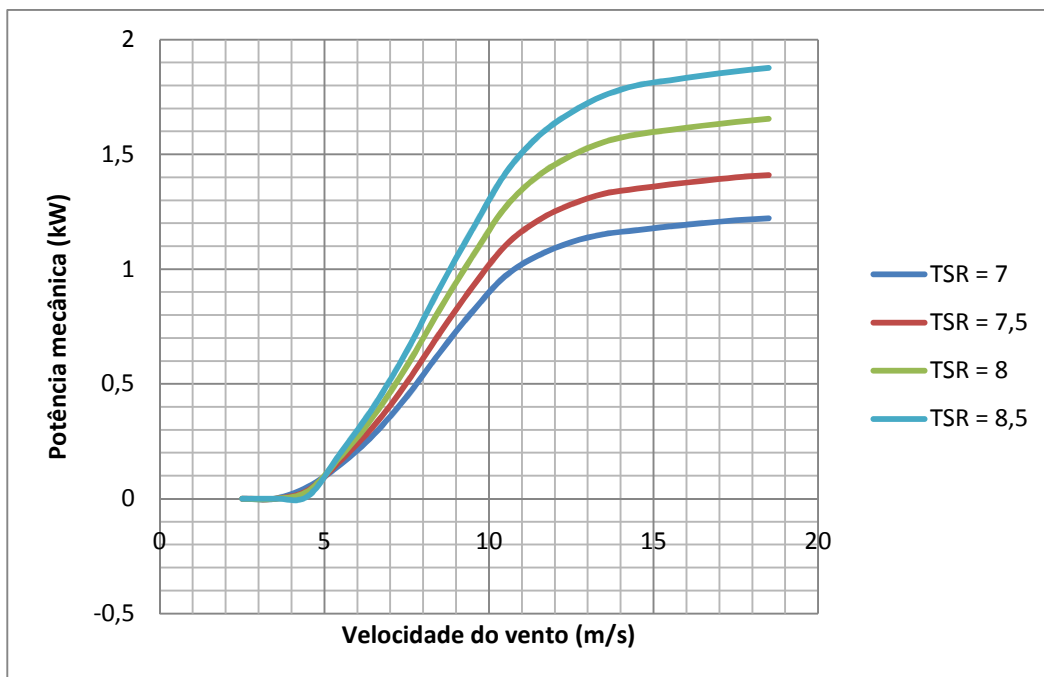


Figura 15. Potências mecânicas dos rotores calculados.

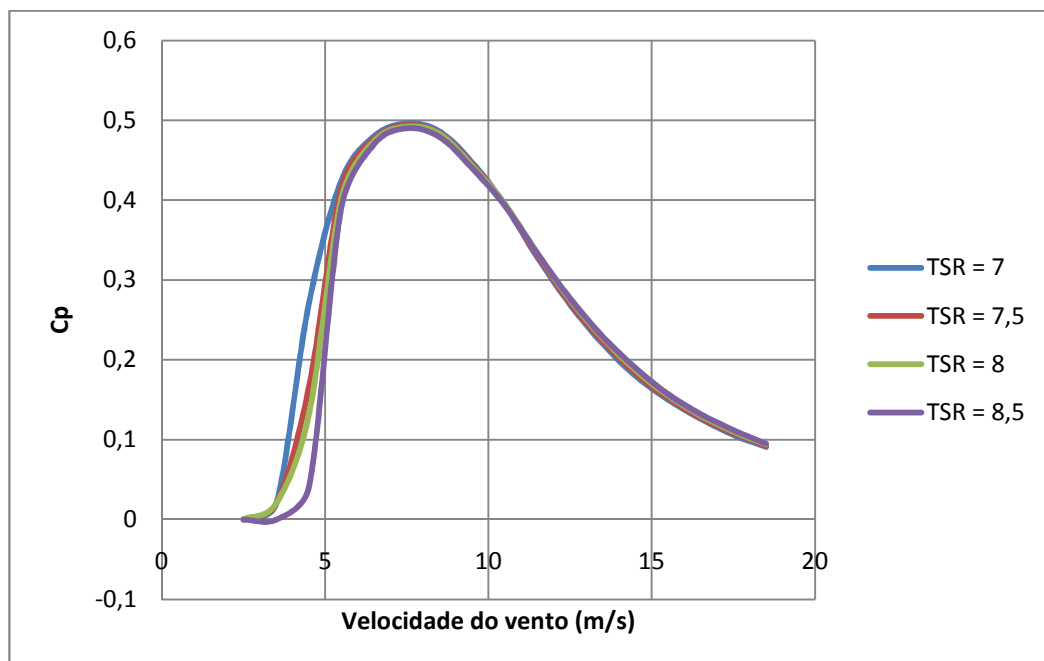


Figura 16. Curvas de C_p em função da velocidade do vento dos rotores.

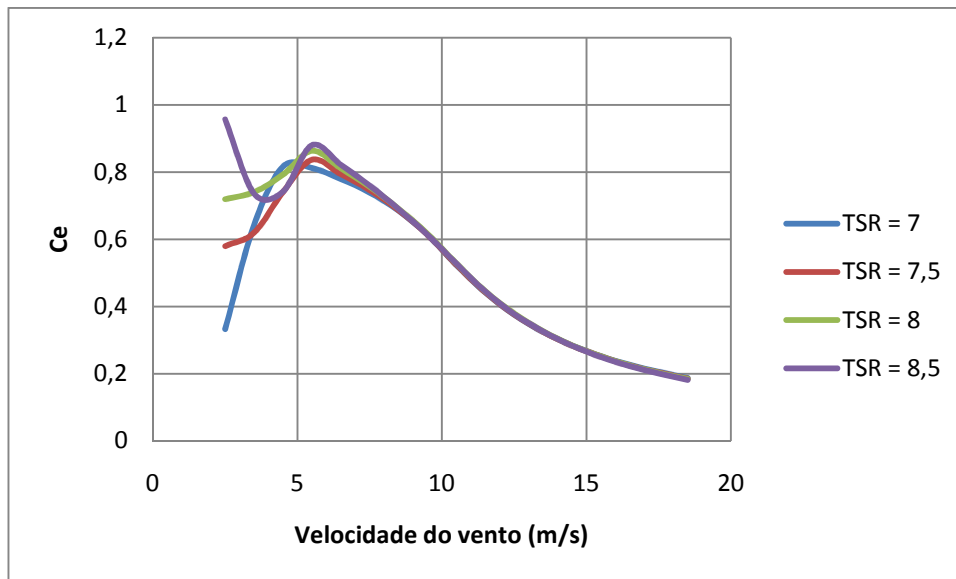


Figura 17. Curvas de C_p em função da velocidade do vento dos rotores.

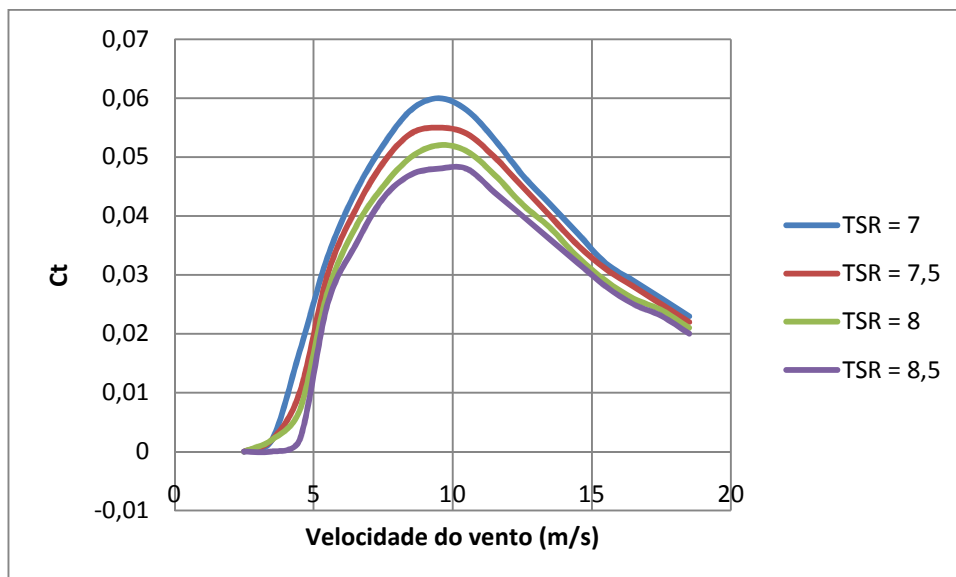


Figura 18. Curvas de C_t em função da velocidade do vento dos rotores.

Pode-se observar as curvas de C_p em função da velocidade do vento são muito semelhantes para os quatro rotores, isto deve a mesma distribuição dos perfis aerodinâmicos ao longo das pás. Assim, a diferença entre as potências mecânicas é ocasionada, quase que somente, devido à diferença entre os raios dos rotores.

A escolha da melhor configuração de rotor será baseada na curva de potencia, visando identificar a que mais se aproxima dos valores desejados.

É importante ressaltar que devem ser avaliadas as potencia geradas em altas e baixas velocidades, pois a potência fornecida em baixas velocidades de vento é menor quanto maior é o TSR, ao contrário do comportamento em altas velocidades.

Pelas curvas de potência mecânica em função da velocidade de vento, verifica-se a potência de projeto de 350 W é atingida pelo rotor 2 (TSR igual a 7,5) em 6,5 m/s de velocidade de vento. Por fim, conclui-se que o rotor 2 possui a geometria que apresentou melhor desempenho para a metodologia apresentada. A potência nominal, caracterizada pela maior potência atingida pelo aerogerador, fica definida como 1,4 kW.

5.2. Estrutura das Pás

Os aerogeradores de pequeno porte apresentam, em sua maioria, as pás feitas de três tipos de materiais: madeira, alumínio e fibras de vidro. A madeira é o material com o custo de matéria-prima menor, porém exige uma mão de obra cara e a qualidade e durabilidade do produto final são pouco satisfatório, o que faz com que a necessidade de manutenção constante inviabilize essa opção.

O alumínio possui uma grande vantagem sobre os outros materiais, sua alta relação tensão de escoamento por peso específico. Por se tratar de uma liga metálica, a necessidade de manutenção das pás feitas de alumínio é pequena. Porém, apesar das vantagens citadas, a usinagem desse metal em chapas é mais trabalhosa do que para os outros materiais, o que limita sua aplicação para estruturas complexas.

A fibra de vidro possui características mecânicas satisfatórias, baixo peso específico e custo baixo. Pelo fato de serem fabricadas com a utilização de moldes, as pás fabricadas com esse material apresentam uma simetria e qualidade superiores, mais fieis ao projeto. A maior parte do custo de fabricação (mão de obra) diz respeito a produção do molde.

Pelos motivos apresentados, o material que apresenta o melhor custo benefício para o caso é a fibra de vidro. Para o projeto serão utilizados os valores de densidade e tensão de escoamento, respectivamente, iguais a 1900 kg/m³ e 150 MPa.

5.3. Gerador

A conversão de energia mecânica, proveniente dos ventos, em energia elétrica é feita pelos geradores elétricos, que nada mais são do que motores elétricos que ao girarem em torno de seus eixos induzem (pela lei de Faraday) uma corrente elétrica em seus pólos.

Existe uma gama muito grande de tipos e tamanhos de geradores usados hoje em dia. Para dar um exemplo bem conhecido, pode-se citar o alterador dos automóveis, que é um pequeno gerador que converte a energia mecânica rotativa do motor de combustão interna para eletricidade e carrega-a na bateria do automóvel, para ser utilizada em momentos posteriores.

Os geradores podem ser basicamente dos tipos corrente alternada ou corrente contínua. Nos tipos de geradores de corrente contínua, a energia é convertida, como o nome já indica para a forma direta ou contínua de corrente elétrica e carrega uma bateria que acumula esta energia para uso posterior. Esta forma de conversão é um pouco incômoda, pois requer um banco relativamente grande de baterias para que se possa ter uma quantidade de energia razoável num determinado lugar. Além disto, os utensílios domésticos e a grande parte dos aparelhos elétricos e eletrônicos são projetados para funcionarem ligados a corrente alternada devido às facilidades de transporte que esta maneira proporciona. Assim, nos sistemas em que se usam geradores de corrente contínua, é necessário que se tenha ligado juntamente ao sistema um inversor para que se possa utilizar diretamente aparelhos elétricos.

Já os geradores de corrente alternada, geram a eletricidade, como o nome diz, na forma de corrente alternada e pode ser usado diretamente nos aparelhos elétricos e eletrônicos do dia a dia. Existe, porém dois inconvenientes deste tipo de produção de eletricidade: o primeiro é que não se é possível estocar energia na forma de corrente alternada, tendo que retificá-la por meio de diodos, por exemplo, para a forma contínua e armazená-la em bancos de baterias; o segundo inconveniente é que os geradores de corrente alternada geram correntes em freqüências que variam com a velocidade de giro do rotor, e como os ventos variam muito, as freqüências geradas pelo gerador também variam muito.

Para controlar este problema, visto que nosso sistema de energia tem que estar em torno de 60 Hz, é preciso ligar ao sistema um dispositivo que mantenha a freqüência em torno dos desejados 60 Hz; este dispositivo é chamado de inversor síncrono.

No sistema de estocagem utilizando baterias, a energia mecânica é convertida para eletricidade na forma de corrente contínua e carrega um banco de baterias. Deste banco, a energia passa por um inversor que a deixa na forma de corrente alternada pronta para ser usada em suas aplicações.

Visto que a geração de energia dos aerogeradores é variável, foi avaliada a implementação de dois meios de alimentação elétrica da residência, direta quando a demanda for suprida pelo fornecido, e indiretamente através de um banco de baterias, complementando a disponibilidade de energia em situações de alto consumo.

A metodologia e os dispositivos necessários para o controle do fornecimento de energia serão avaliados posteriormente no projeto de transmissão e armazenamento de energia.

A utilização de várias fontes de energia elétrica aumenta a complexidade do sistema e exige a otimização do uso de cada uma das fontes. Nesses casos, é necessário realizar um controle da energia proveniente da bateria e diretamente do aerogerador para que haja máxima eficiência e otimização dos fluxos energéticos na entrega da energia para o usuário.

A seleção do gerador foi feita com base em alternadores de carro devido a potência ser baixa, a sua grande variedade disponível no mercado e aos seus compatíveis com este projeto. Assim, foi selecionado o alternador Bosch K1-14V 35A [BOSCH].

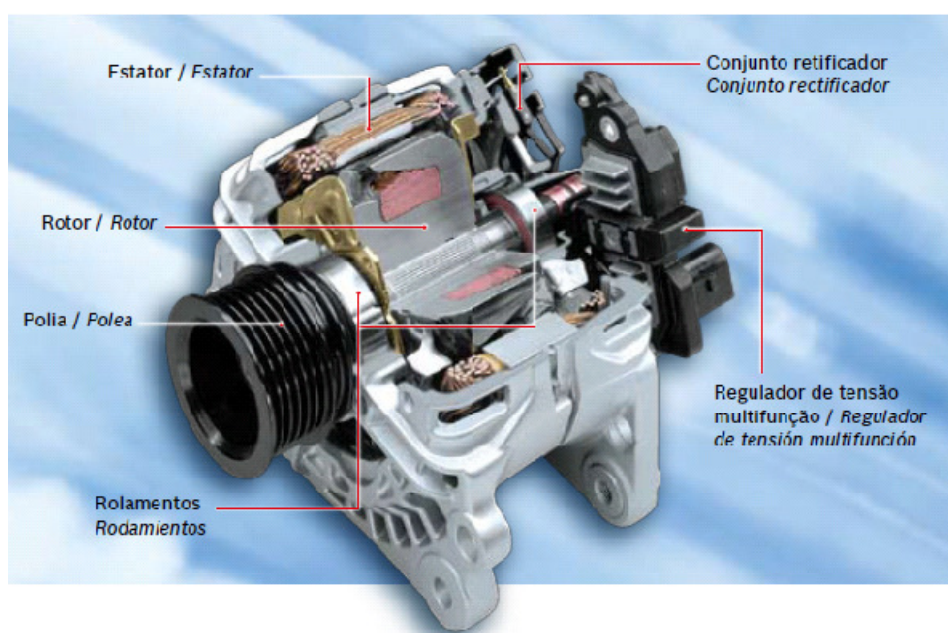


Figura 19. Estrutura do alternador BOSCH K1-14V-35A.

Outra vantagem do alternador selecionado é a presença do conjunto retificador acoplado. Também conhecido como placa de diodos, o conjunto retificador tem a função de transformar corrente e tensão alternadas em contínuas.

O conjunto retificador é equipado com diodos Zenner, que protegem os componentes elétricos das cargas de retorno [BOSCH].

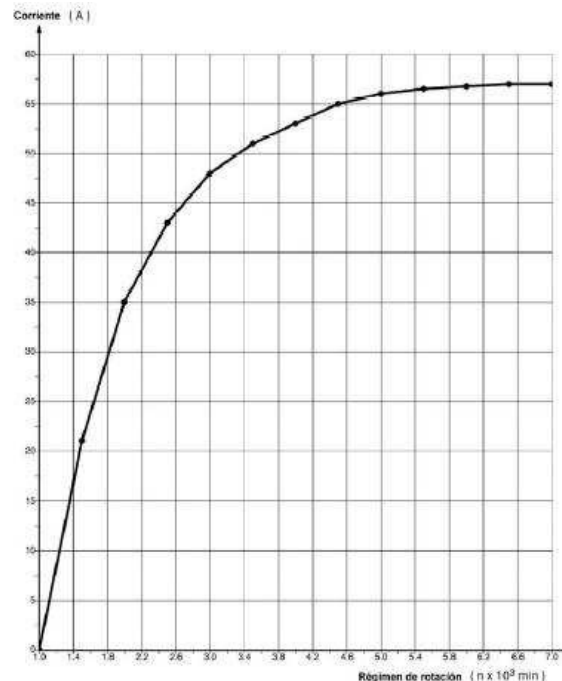


Figura 20. Curva de desempenho do alternador [BOSCH].

Da curva de desempenho do alternador selecionado é possível definir a rotação necessária para obter a potência de projeto de projeto (351 W), que para o caso corresponde a 1800 rpm. Assim, como a rotação de projeto do aerogerador é igual a 650 rpm, faz-se necessária a utilização de uma transmissão multiplicadora de velocidade.

5.4. Transmissão de Velocidade

A transmissão, que engloba a caixa multiplicadora, possui a finalidade de transmitir a energia mecânica entregue pelo eixo do rotor até o gerador. É composta por eixos, mancais, engrenagens de transmissão e acoplamentos.

O projeto tradicional de uma turbina eólica consiste em colocar a caixa de transmissão mecânica entre o rotor e o gerador de forma a adaptar a baixa velocidade do rotor à velocidade de rotação mais elevada dos geradores convencionais.

Para o dimensionamento da transmissão por correias foi utilizado o “Manual de Transmissões – Correias Industriais” do fabricante Gates [GATES, 2004].

Para a seleção do perfil da correia é necessário calcular a potência projetada transmitida, que é a correção da potência transmitida através do tipo de aplicação a qual a correia ser submetida (fator de serviço):

$$HPP = HP \times Fs \quad (19)$$

Para uma transmissão multiplicadora de velocidade de baixa potencia e com operação contínua de 18 a 24 horas por dia, F_s é igual a 1,2. Assim através da rotação da polia motora, 650 rpm, e da potência projetada, 350 W, é possível selecionar o perfil de correias Super HC 3V como o mais apropriado, de acordo com o gráfico 1 de [GATES, 2004].

Para esse perfil, o diâmetro mínimo de segurança é igual a 6 cm (2,4"). Portanto o diâmetro da polia movida (ligada ao gerador) será igual ao mínimo, 6 cm. Das rotações de projeto, tem-se a relação de transmissão igual a 2,77, e assim o diâmetro da polia motora (ligado ao rotor aerodinâmico) deve ser igual a 16,6 cm.

A distancia entre os centros das polias (D_c) é calculada da seguinte maneira:

$$D_c = \frac{A - h \cdot (D_1 - D_2)}{2} \quad (20)$$

Onde:

A - é calculado por: $A = L_c - 1,57(D_1 + D_2)$;

O comprimento da correia é obtido através da tabela 4 de [GATES, 2004] com base nos diâmetros das polias. O comprimento selecionado foi de 710 mm.

Em seguida é possível determinar o valor do fator de correção de acordo com a tabela 6 de [GATES, 2004] e da relação $(D_1 - D_2)/A$. Assim foi selecionado o valor de 0,27.

Por fim a distancia entre centros pode ser calculada, obtendo o valor de 173 mm.

O perfil da correia é definido pelo seu tipo e pelo diâmetro da polia maior. Com esses dados, a geometria do perfil, demonstrada na figura abaixo, possui as dimensões expressas na tabela abaixo na linha correspondente ao tipo 3V e ao diâmetro externo maior que entre 150 e 305 mm, também demonstrada abaixo.

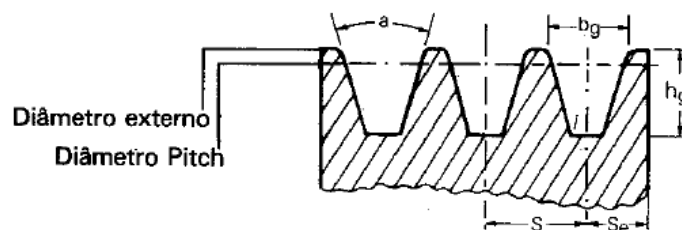


Figura 21. Esquema da geometria das polias.

Tabela 13. Dimensões dos canais das polias.

Perfil	Diâmetro Externo (mm)	a +/- 0,25°	bg +/- 0,13 (mm)	hg Min. (mm)	Nominal DE - DP (mm)	S +/- 0,4 (mm)	Se (mm)
3V	até 90 de 90 a 150 de 150 a 305 acima de 305	36 38 40 42	8,89	8,6	1,27	10,3	9 $\begin{smallmatrix} +2 \\ -1 \end{smallmatrix}$
5V	até 250 de 250 a 405 acima de 405	38 40 42	15,24	15,0	2,54	17,5	13 $\begin{smallmatrix} +3 \\ -1 \end{smallmatrix}$
8V	até 400 de 400 a 560 acima de 560	38 40 42	25,40	25,1	5,08	28,6	19 $\begin{smallmatrix} +6 \\ -2 \end{smallmatrix}$

A somatória das tolerâncias da medida S para todos os canais em quaisquer polias não deve exceder em $\pm 0,8$ mm

As correias super HC 3V tem capacidade de 745,7 W (1 hp), o que é bastante superior aos 350 W transferidos pelo sistema, garantindo assim a segurança da transmissão com apenas uma correia.

5.5. Eixo

A ilustração a seguir mostra um esquema do eixo e os esforços aos quais ele será solicitado:

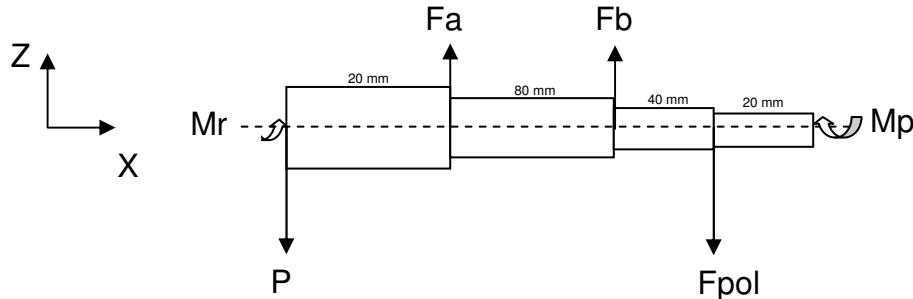


Figura 22. Esquema dos esforços no eixo.

As dimensões foram definidas levando em conta os espaços necessários para a montagem dos rolamentos e polias.

Devido à simetria do rotor aerodinâmico, apenas o momento responsável pela sua rotação e o seu empuxo, na direção axial, são transmitidos ao eixo.

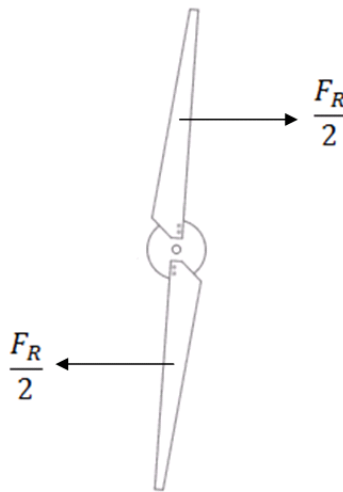


Figura 23. Forças de rotação no rotor.

Primeiramente precisamos encontrar a força que a polia exerce no eixo. Sabendo os diâmetros das polias motoras e movida e a distância entre centros podemos encontrar o ângulo de abraçamento α [PROVENZA, 1990]:

$$\alpha_{pol} = 180^\circ - \frac{60 * (D_{P2} - D_{P1})}{I} \quad (21)$$

Com isso, podemos aplicar a Lei de Euler:

$$\frac{F_2}{F_1} \leq e^{\frac{\mu \cdot \alpha}{\sin\left(\frac{\beta_c}{2}\right)}} \quad (22)$$

A potência transmitida é dada pela diferença de forças entre o lado tracionado e o lado frouxo. A equação na polia movida fica:

$$P \cdot \eta_c = D_2 \cdot (F_2 - F_1) \cdot n_2 \quad (23)$$

Para encontrar as forças F1 e F2 basta resolver o sistema de equações dadas pela Lei de Euler e pela equação da potência.

Utilizando $\mu = 0,4$ (couro em aço fundido) e $\beta_c = 42^\circ$ (ângulo da correia V) obtém-se os seguintes valores para as forças na polia.

Tabela 14. Cálculo das forças atuantes na polia.

Rotação (rpm)	F2-F1 (N)	F1 (N)	F2 (N)	Fp (N)
650	12,24	26,74	38,98	65,72

A força resultante Fp admite que as forças F1 e F2 são paralelas e na direção do eixo z, o que caracteriza uma situação conservadora, pois as componentes verticais (direção y) das forças tenderiam a se cancelar. O peso do rotor aerodinâmico foi aproximado utilizando a densidade de 1900 kg/m³ chegando ao valor conservativo de 200 N.

$$\begin{cases} F_A + F_B - P - F_P = 0 \\ F_P \cdot 140 - F_A \cdot 20 - F_B \cdot 100 = 0 \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} F_A = 217,2N \\ F_B = 48,6N \end{cases} \quad (24)$$

E os diagramas de força cortante e momento fletor:

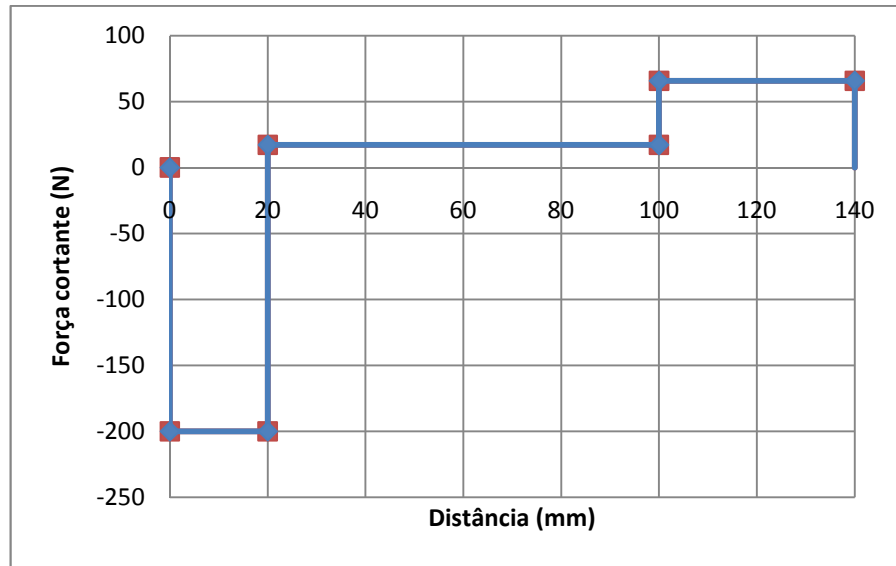


Figura 24. Gráfico da força cortante ao longo do eixo.

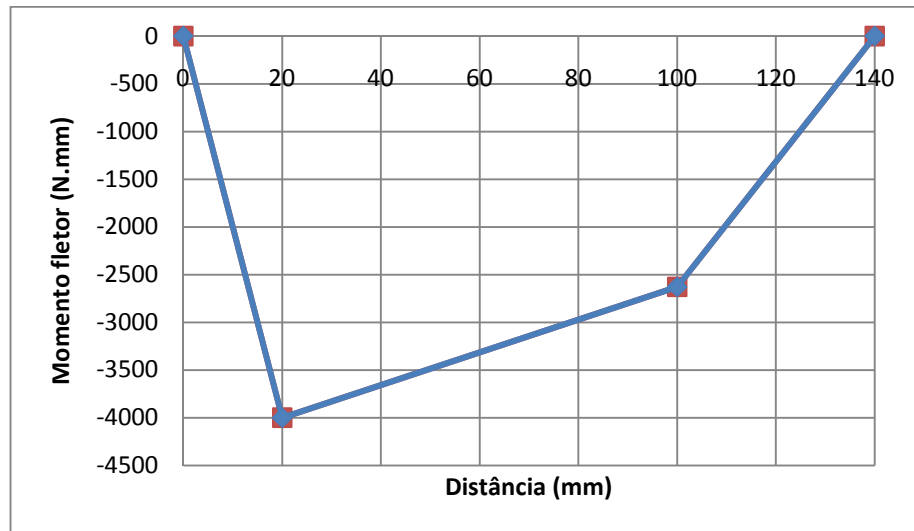


Figura 25. Gráfico do momento fletor ao longo do eixo.

O dimensionamento pelo critério de resistência à fadiga consiste na resolução da seguinte equação:

$$d = \left\{ \frac{16 \cdot FS}{\pi} \cdot \left[\frac{2}{S_f} \cdot k_{f_M} \cdot M_a + \frac{\sqrt{3}}{S_{ut}} k_{f_T} \cdot T_m \right] \right\}^{1/3} \quad (25)$$

Supondo-se inicialmente $D/d = 1,2$ e $r/d = 0,15$, tem-se dos gráficos encontrados em [SHIGLEY, 2006]:

$$k_{f_M} = 1,45$$

$$k_{f_T} = 1,25$$

Para eixos de aço ABNT 1020, encontra-se também:

$$S_{ut} = 380 \text{ MPa [GERE, 2001]}$$

$$S_f = k_a \cdot k_b \cdot k_c \cdot k_d \cdot k_r (0,504 \cdot S_{ut}) \quad (26)$$

Assim, os fatores podem ser calculados por:

$$k_a = a \cdot S_{ut}^b : \text{fator de superfície}$$

Para superfície usinada: $a = 4,51$ e $b = -0,265 \therefore k_a = 0,72$

$k_b = 0,81$: fator de tamanho (estimado para um diâmetro de 50 mm).

$k_c = 0,58$: fator de carregamento (torção).

$k_d = 1$: fator de temperatura (temperatura ambiente).

$k_r = 0,897$: fator de confiabilidade (90%).

Sabe-se que os pontos que devem ser analisados são aqueles em que há rebaixos, pois são os pontos onde há concentração de tensões. Analisando o gráfico de momento fletor, chega-se a conclusão que o ponto crítico é o ponto distante 20 mm do rotor aerodinâmico. Para este ponto temos:

$$M_1 = 164656 \text{ N.mm}$$

O torque no eixo pode ser calculado utilizando a curva de C_t em função da velocidade do vento, resultando no seguinte gráfico:

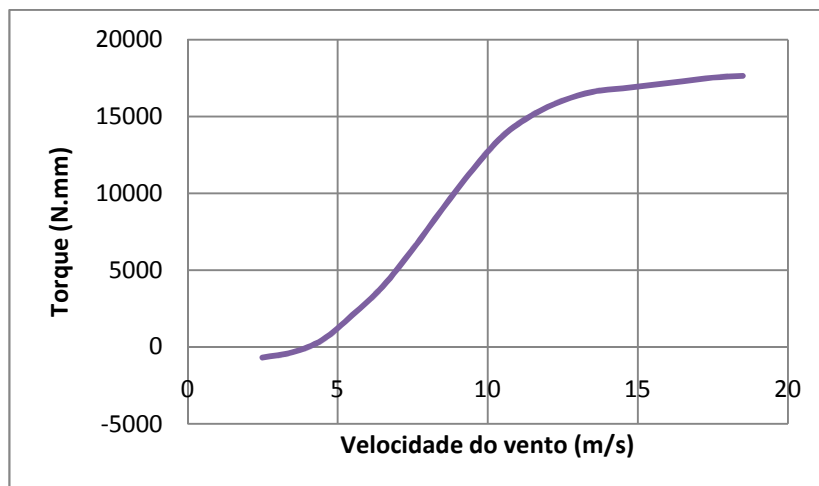


Figura 26. Gráfico do torque no rotor aerodinâmico.

Utilizando o torque máximo para efetuar os cálculos $T = 17600 \text{ N.mm}^2$ tem-se que $S_f = 71,2 \text{ MPa}$ e o diâmetro $d = 14,4 \text{ mm}$.

Portanto, o diâmetro será aproximado para 15 mm na região menos espessa, para se adequar aos rolamentos disponíveis no mercado.

5.6. Chavetas

A fixação das polias que ficarão solidárias aos eixos será feita através de chavetas retangulares. A tabela abaixo mostra as chavetas selecionadas [PROVENZA, 1990].

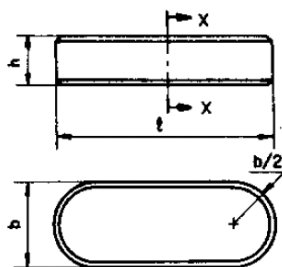


Figura 27. Esquema de uma chaveta.

Tabela 15. Dimensões das chavetas das polias.

D (mm)	Largura (mm)	Altura (mm)	Comprimento (mm)	Profundidade do rasgo (mm)
15	4	4	14	2

5.7. Rolamentos

Para selecionar os rolamentos devemos encontrar as cargas estática (C_0) e dinâmica (C_D) às quais os rolamentos estão expostos. A carga estática é dada pela própria força radial atuante no mancal. Como os mancais de um mesmo eixo estão sujeitos a duas cargas diferentes, considerar-se-á a maior carga. Já a carga dinâmica é calculada pela seguinte fórmula:

$$C_D = C_0 \cdot \left(\frac{L_D \cdot n_D \cdot 60}{K_r \cdot L_R \cdot n_R \cdot 60} \right)^{1/a} \quad (27)$$

Onde:

- $a = 3$ para mancais de esfera
- $L_R \cdot n_R \cdot 60 = 10^6$ revoluções, de acordo com o catálogo da SKF [SKF]
- $L = 131400$ horas (vida estipulada de 15 anos).
- $K_r = 0,62$ (fator de confiabilidade de 95%).

Para o rolamento 2, posicionado próximo a polia, deve ser levada em conta a força axial no eixo, gerado pelo empuxo no rotor aerodinâmico. Do gráfico abaixo se verifica que a maior força axial que o rolamento deve ser suportar é de 160 N.

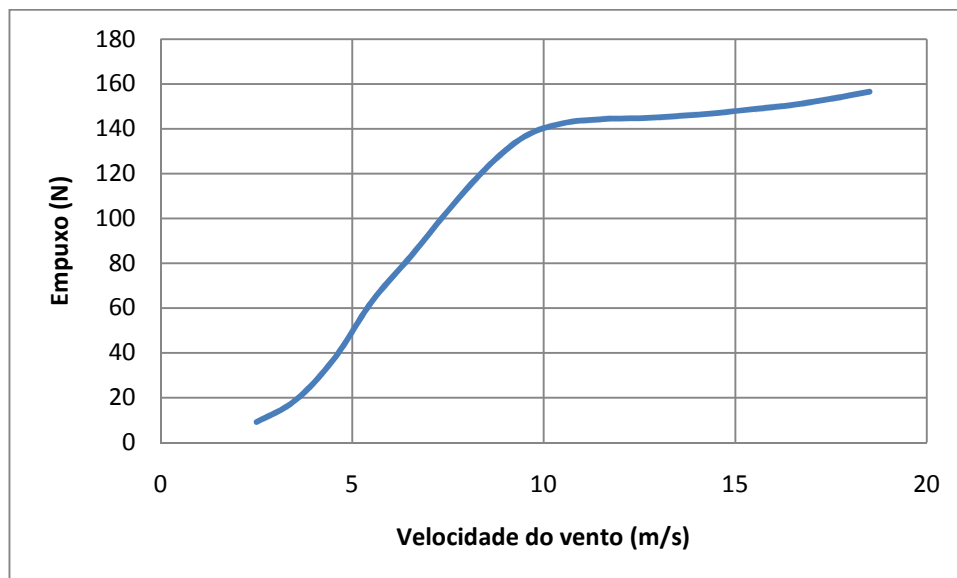


Figura 28. Gráfico do empuxo pela variação da velocidade de vento.

A tabela a seguir mostra os rolamentos selecionados:

Tabela 16. Dados de seleção dos rolamentos [SKF].

	Rolamento 1	Rolamento 2
Carga estática mínima (kN)	0,05	0,21
Rotação (rpm)	650	650
Carga dinâmica mínima (kN)	1,0	4,2
Diâmetro (mm)	20	17
Rolamento	SKF - 61804	SKF – 7202 BECBP

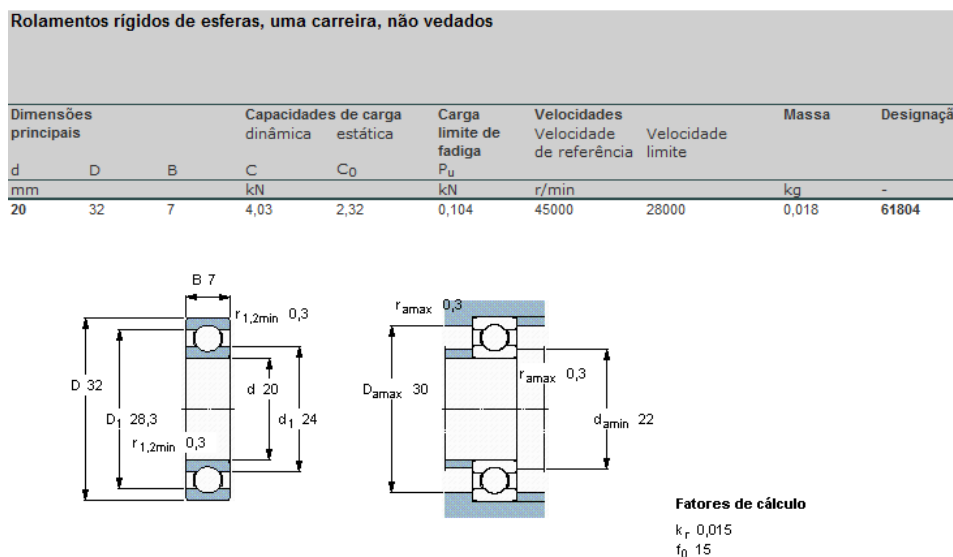


Figura 29. Especificação do rolamento 1 [SKF].

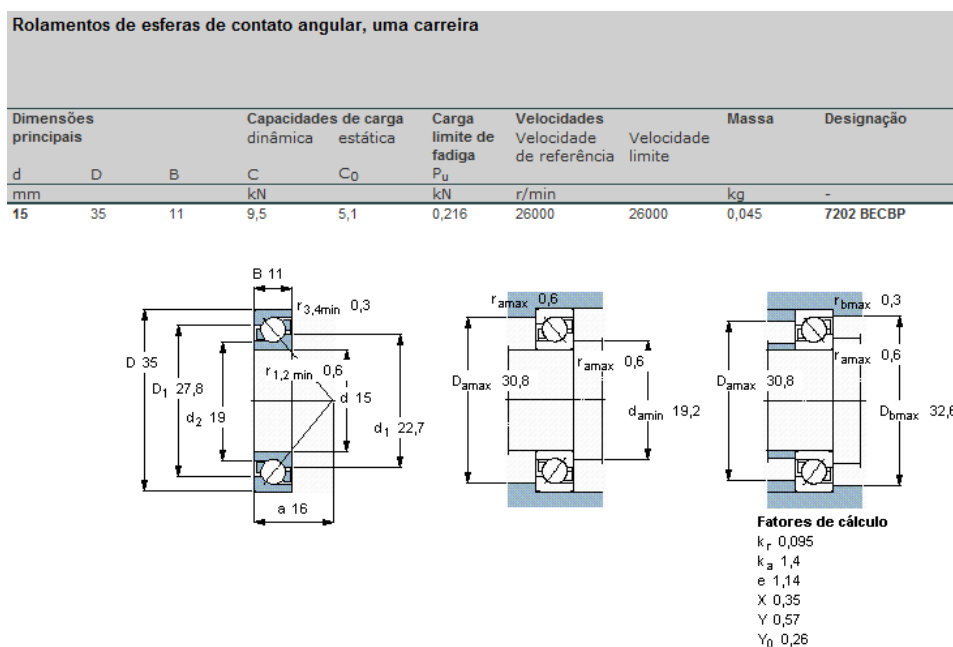


Figura 30. Especificação do rolamento 2 [SKF].

Foram selecionados os rolamentos compatíveis com os esforços calculados, porém foram escolhidos tipos diferentes: um rolamento simples de esfera e um rolamento de esfera de contato angular. O rolamento 2 é o responsável por suportar o esforço axial proveniente do eixo.

No contato entre a nacele do aerogerador e a torre de sustentação deve ser posicionado um rolamento axial para permitir a rotação do aerogerador em torno do eixo da torre a sustentar o peso da estrutura e ainda um outro rolamento de guia para estabilizar a rotação do aerogerador com dois pontos de contato. O esforço sobre esse rolamento axial será apenas o peso do aerogerador que foi definido anteriormente como 200 N. Assim, foi selecionado o rolamento axial de esfera e escora simples da SKF modelo 51102. Para o rolamento guia, foi selecionado um rolamento de esferas simples com o mesmo diâmetro do rolamento axial, pois esta rolamento não sofrerá ação de nenhum esforço considerável.

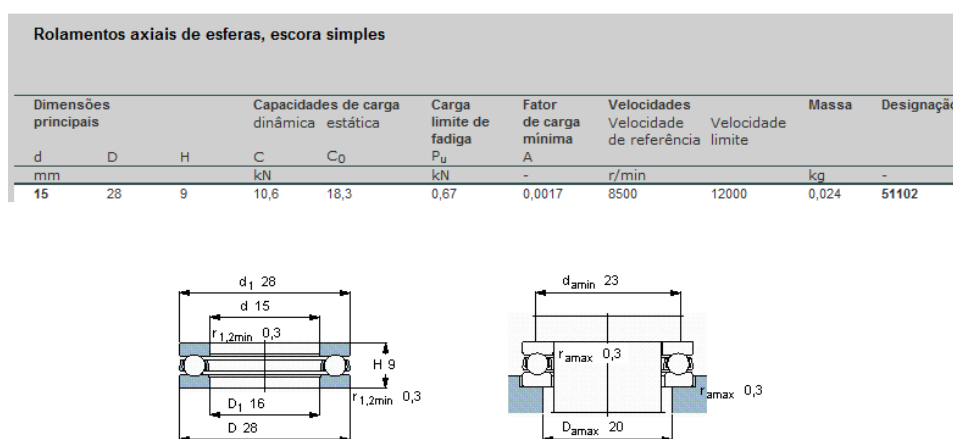


Figura 31. Especificação do rolamento axial [SKF]

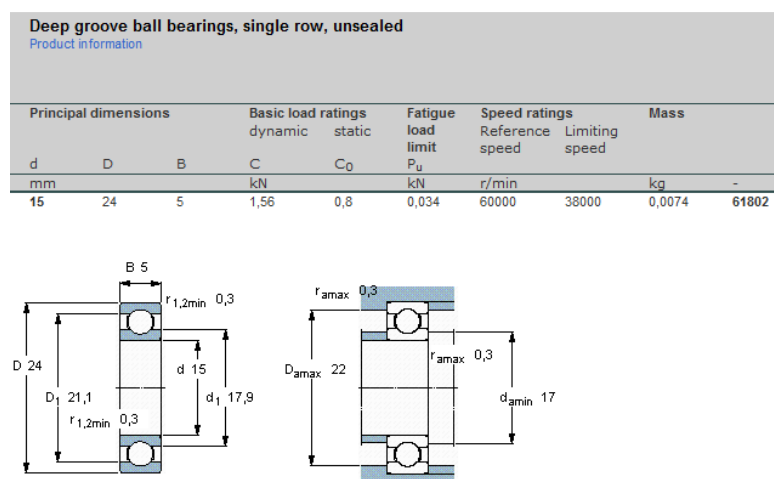


Figura 32. Especificação do rolamento guia [SKF]

5.8. Leme direcionador

O leme direcionador é o responsável por rotacionar o aerogerador e deixá-lo sempre contra o vento. Para simplificar os cálculos do tamanho do braço do leme foi feita uma simplificação da estrutura do equipamento. Além disso, só serão consideradas as forças atuando na lateral da turbina, ou seja, o instante que o vento incide perpendicular a projeção lateral do aerogerador.

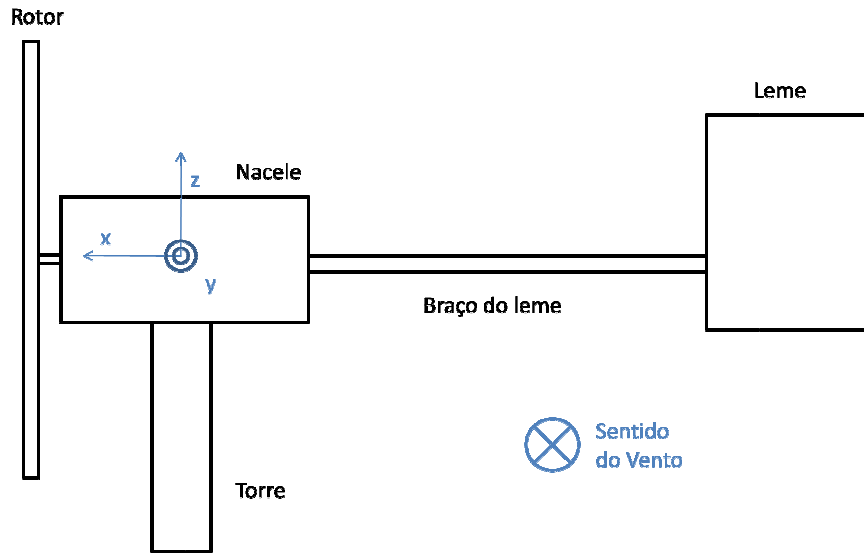


Figura 33. Estrutura simplificada do aerogerador.

De acordo com o teorema do momento angular (TMA), temos [FRANCA, 2001]:

$$\frac{d\vec{K_g}}{dt} = M_{ext} \quad (28)$$

Onde:

$$\frac{d\vec{K_g}}{dt} = \frac{d}{dt} (\vec{K_g}_{rotor} + \vec{K_g}_{nacele} + \vec{K_g}_{leme}) \quad (29)$$

$$M_{ext} = M_{rotor} + M_{nacele} + M_{leme} \quad (30)$$

As forças externas na estrutura são as forças de arrasto devido ao escoamento do ar que geram os momentos responsáveis por direcionara o aerogerador na direção do vento. Será admitido que a nacele esteja simetricamente posicionada no eixo de rotação e assim seu momento resultante devido a força de arrasto é nulo. A força de arrasto para o caso é definida por:

$$D = \frac{1}{2} C_d \cdot \rho \cdot A \cdot V^2 \quad (31)$$

Os valores de C_d variam de acordo com o número de Reynolds do escoamento:

$$Re = \frac{v.L}{\nu} \quad (32)$$

Utilizando o valor da viscosidade cinemática como $15,5 \times 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$, a velocidade do vento de 6 m/s. Temos que os valores de Reynolds são, aproximadamente, 15400 para o leme e 1900 para o rotor, o que corresponde aos coeficientes de arrasto de 1 e 0,1 respectivamente [MUNSON, 2005].

Assim, admitindo o leme como uma placa de $0,04 \text{ m}^2$ as forças de arrasto encontradas foram 0,93 N e 0,11 N para o leme e rotor, respectivamente.

O momento externo fica:

$$M_{ext} = 0,93.b + 0,014 \quad (33)$$

Onde b é o comprimento do braço do leme do eixo de rotação até o centro do leme.

Simplificando a equação da derivada do momento angular, considerando apenas a rotação em torno do eixo da torre, temos:

$$\frac{d\vec{K}_g}{dt} = (J_{rotor,z} + J_{nacele,z} + J_{leme,z}) \cdot \frac{d\varpi}{dt} \quad (34)$$

Os momentos de inércia foram considerados para as geometrias simplificadas e valores de massas específicas aproximadas, chegando aos seguintes resultados:

$$J_{rotor,z} = 0,44 \text{ kg.m}^2 \quad (35)$$

$$J_{nacele,z} = 0,47 \text{ kg.m}^2 \quad (36)$$

$$J_{leme,z} = 0,008 + 0,34.b^2 \text{ kg.m}^2 \quad (37)$$

Considerando o valor de $10^\circ/\text{s}^2$ como uma aceleração angular a ser atingida para o caso avaliado, aerogerador posicionado perpendicularmente à direção do vento, foi possível obter o comprimento do braço do leme igual a 0,49 m.

5.9. Torre de Sustentação

As torres são necessárias para sustentar e posicionar o rotor a uma altura conveniente para o seu funcionamento. É um item estrutural de grande porte e de elevada contribuição no custo inicial do sistema. Em geral, as torres são fabricadas de metal (treliça ou tubular) ou de concreto e podem ser ou não sustentadas por cabos.

Devido à simplicidade e funcionalidade da estrutura tubular suportada por cabos, foi definido esse tipo de estrutura para compor o projeto de sustentação do aerogerador.

A torre será composta por um tubo metálico de aço carbono apoiada por três cabos posicionados simetricamente a dois terços da altura total. Os cabos servem como reforço estrutural, mas sua função principal é de inibidor de vibrações em toda a estrutura. A base da torre será composta por uma chapa de aço com quatro furos onde quatro chumbadores de expansão a fixarão ao solo. Toda a estrutura deve ser galvanizada para proteção contra corrosão devido à exposição ao tempo.

Para a base, será utilizada uma chapa de aço carbono ASTM A 36, de 200 mm de largura, 200 mm de comprimento e 9,5 mm ($\frac{3}{8}$ ") de espessura, presa por chumbadores de expansão da marca FH em aço EN 10 139, com porca e arruela, diâmetro de 12,7 mm ($\frac{1}{2}$ ") e 203,2 mm (8") de comprimento [FISHER]. O tubo selecionado é composto por aço carbono ASTM A 36, schedule 40 de 6mm de espessura, com costura e diâmetro de 101,6 mm (4") [CONFORJA].

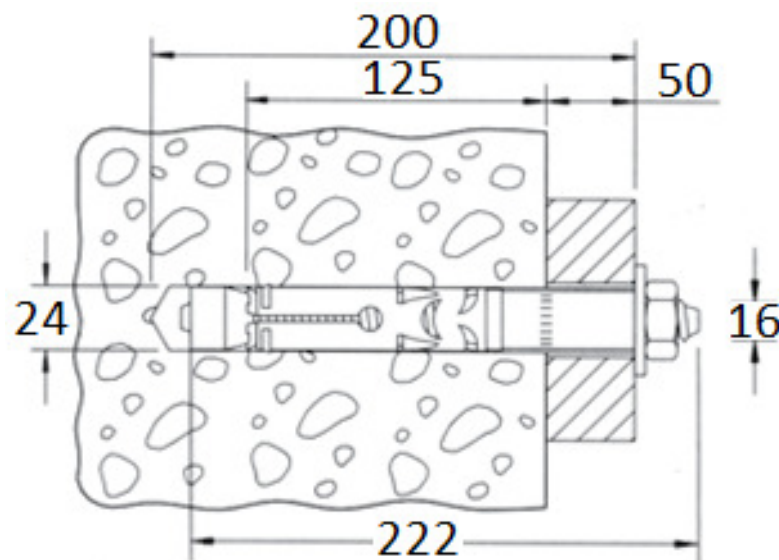


Figura 34. Dimensões dos chumbadores de expansão da marca FH.

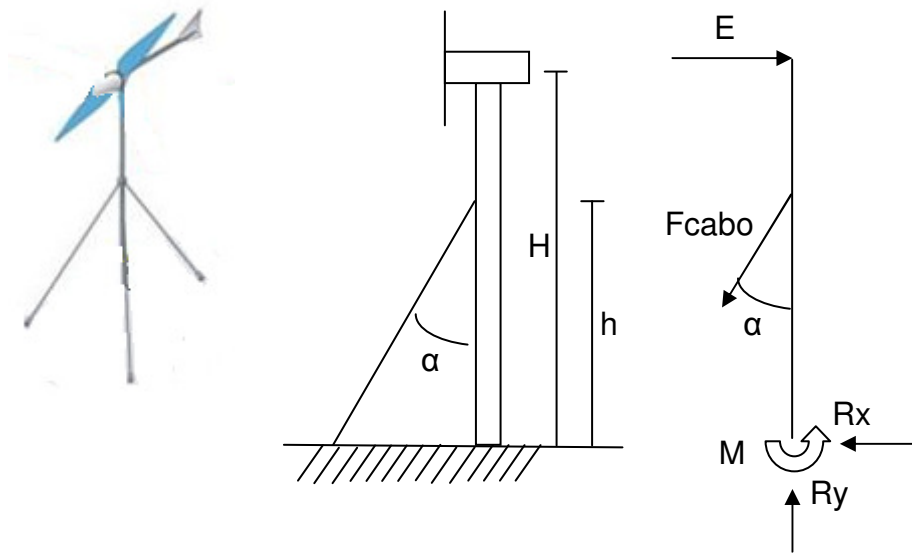


Figura 35. Esquema de instalação e diagramas de forças da torre de sustentação.

O equilíbrio de forças e momento fornece as seguintes equações:

$$E - Rx - Fcabo \cdot \sin(\alpha) = 0 \quad (38)$$

$$Ry - Fcabo \cdot \cos(\alpha) = 0 \quad (39)$$

$$E \cdot H - M - Fcabo \cdot \sin(\alpha) \cdot h = 0 \quad (40)$$

Como existe hiperestatismo no problema calculado, outras equações são necessárias para a determinação dos esforços envolvidos. Calculando o momento do solo até a altura h , temos:

$$M(y) = -M + Rx \cdot y \quad (41)$$

De acordo com as equações da linha elástica da tubulação, temos [GERE, 2001]:

$$\frac{\partial^2 x}{\partial y^2} = \frac{\partial \theta}{\partial y} = \frac{M(y)}{E \cdot I} \quad (42)$$

Por fim, temos as condições de contorno:

$$x(0) = 0 ; \theta(0) = 0 ; x(h) = 0 \quad (43)$$

Portanto de das equações 41, 42 e 43, temos que:

$$M = -\frac{Rx \cdot h}{3} \quad (44)$$

Chegando em um sistema de quatro equações (38, 39, 40 e 44) e quatro incógnitas.

$$R_x = \frac{3}{4} \cdot E \frac{(h-H)}{h} \quad (45)$$

$$R_y = \frac{E}{\tan(\alpha)} \left(1 + \frac{3(H-h)}{4.h} \right) \quad (46)$$

$$F_{cabo} = \frac{E}{\sin(\alpha)} \left(1 + \frac{3(H-h)}{4.h} \right) \quad (47)$$

$$M = \frac{E}{4} (h - H) \quad (48)$$

De acordo com a figura 28, o empuxo máximo no aerogerador é 160 N. Adotando uma altura total da torre de 5 m e a fixação dos cabos de apoio a dois terços dessa altura formando um ângulo de 30° com o eixo da torre. Assim, os esforços solicitantes na estrutura são:

Tabela 17. Esforços solicitantes na torre de sustentação.

R _x (N)	-60
R _y (N)	381,1
F _{cabo} (N)	440
M (N.m)	66,7

Assim, os diagramas de força cortante e momento fletor podem ser calculados.

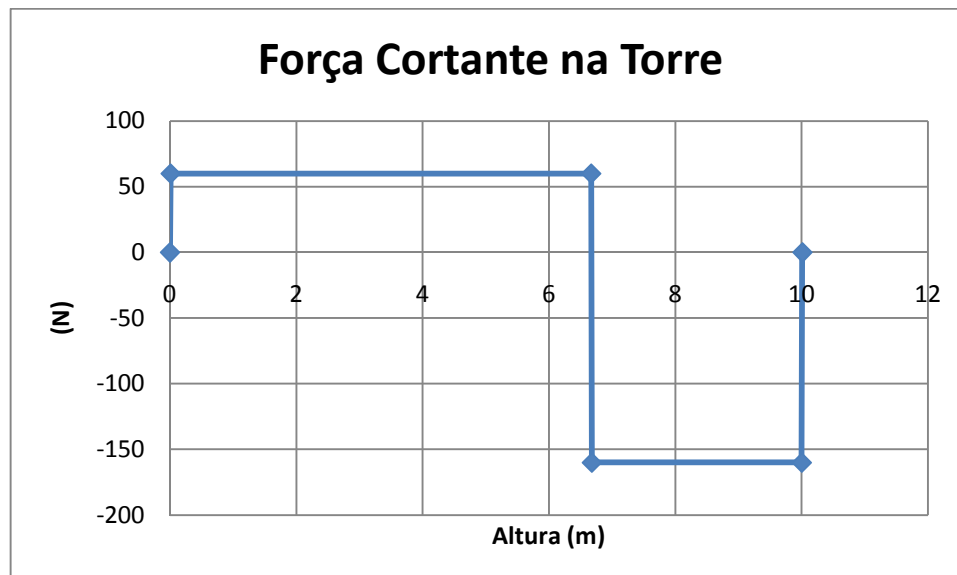


Figura 36. Gráfico da força cortante ao longo da torre de sustentação.

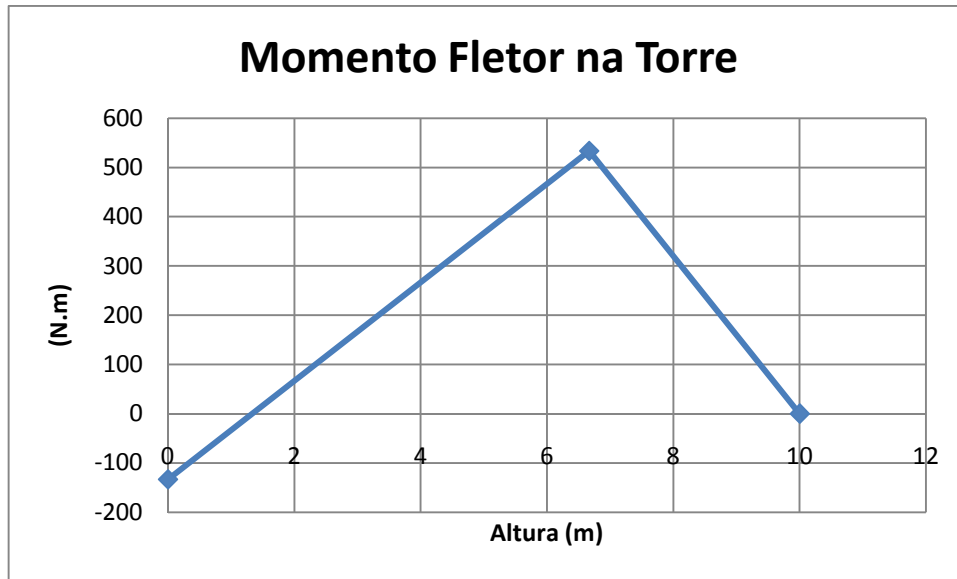


Figura 37. Gráfico do momento fletor ao longo da torre de sustentação.

Como a estrutura da torre se encontra em flexão simples, o perfil de tensões em sua seção transversal corresponde à figura abaixo.

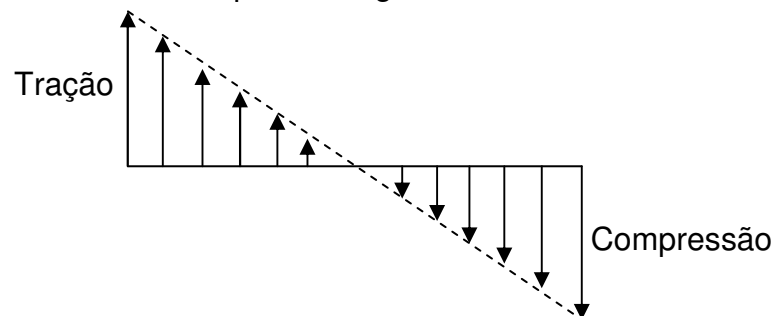


Figura 38. Perfil de tensões na seção transversal da torre de sustentação.

Assim, a tensão máxima pode ser calculada por:

$$\sigma_{max} = \frac{M.r}{J} \quad (49)$$

Onde,

$$J = \frac{\pi.(R^4 - r^4)}{4} \quad (50)$$

O valor da tensão de escoamento para o material do tubo, ASTM A 36, pode estar entre 170 e 275 MPa [BEER, 1995], portanto para os cálculos será utilizado o valor conservador de 170 MPa.

A altura necessária para o melhor aproveitamento de turbinas eólicas de pequeno porte, está entre 5 e 10 metros, variando de acordo com cada local de instalação. Para os cálculos foi utilizado o valor de 10 metros de altura da torre como condição limite.

Efetuada os cálculos para os materiais selecionados, temos a máxima tensão a qual o tubo será submetido igual a 14 MPa. O que representa um fator de segurança para a tensão de escoamento do tubo de 12, garantindo assim a confiabilidade da estrutura para o caso.

De acordo com a folha de dados do fabricante dos chumbadores, a carga última de tração e cisalhamento são 13,8 kN (1410 kgf) e 13,2 kN (1350 kgf), respectivamente, e as cargas máximas recomendadas são 3,04 kN (310 kgf) e 6,7 kN (680 kgf). Sendo assim, de acordo com os esforços encontrados na base da torre, verifica-se que os chumbadores foram selecionados adequadamente e com uma grande margem de segurança.

5.10. Integração do projeto

Nessa etapa, todos os subsistemas do aerogerador estão definidos, tornando possível sua integração e apresentação do equipamento completo. O aerogerador foi desenvolvido em maquete computacional para ajudar na definição das estruturas a serem fabricadas. A seguir estão apresentadas as imagens obtidas:

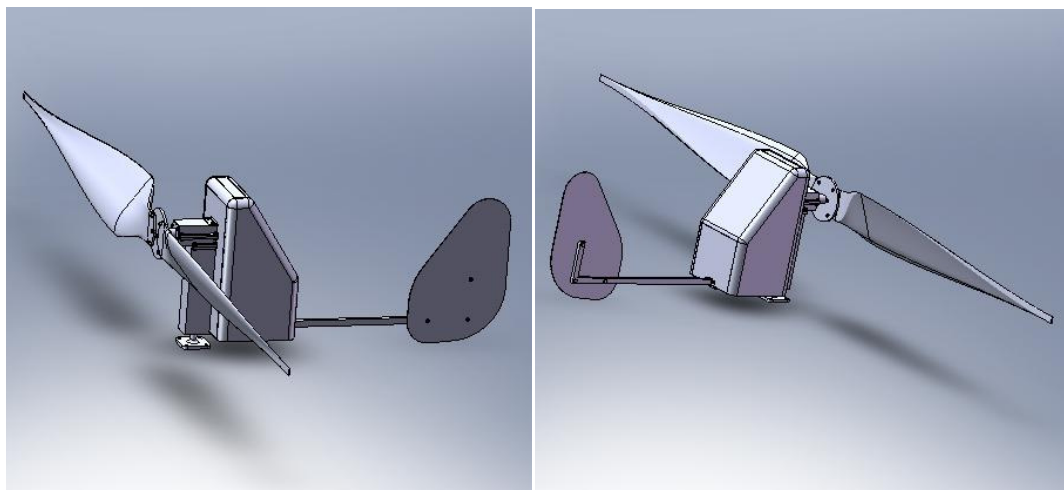


Figura 39. Maquete Computacional do Aerogerador

Todas as geometrias das peças, materiais e fixações foram definidas. Devido à facilidade de fabricação, optou-se por dividir a nacelle em duas partes, uma estrutural que deve suportar os esforços e outra estética e de proteção contra intempéries. Na parte estrutural da nacelle estão alojados os rolamentos e as fixações de todas as

peças. Já a parte de proteção contra intempéries corresponde a apenas uma proteção de plástico que encobre as polias, a correia e o alternador. Toda a estrutura do aerogerador está detalhada no desenho de conjunto anexo.

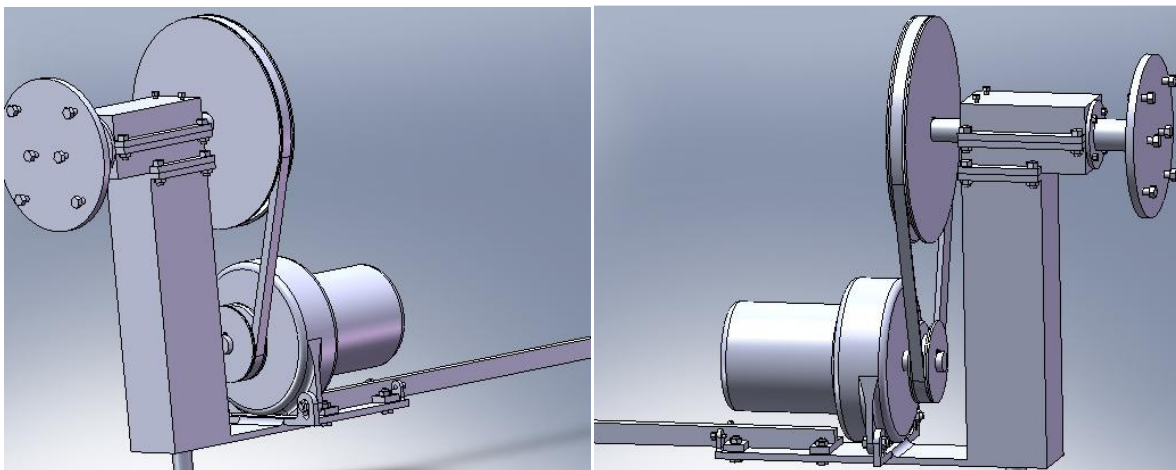


Figura 40. Detalhe do multiplicador de velocidades e fixação do alternador.

As polias de multiplicação de velocidade estão alinhadas na vertical para garantir a simetria do aerogerador diminuindo os esforços durante a o movimento de rotação ao redor do eixo da torre. A fixação do alternador e feita através de dois conjuntos parafuso e porca com ajuste da posição vertical, o que possibilitará a instalação da correia assim como o seu tensionamento.

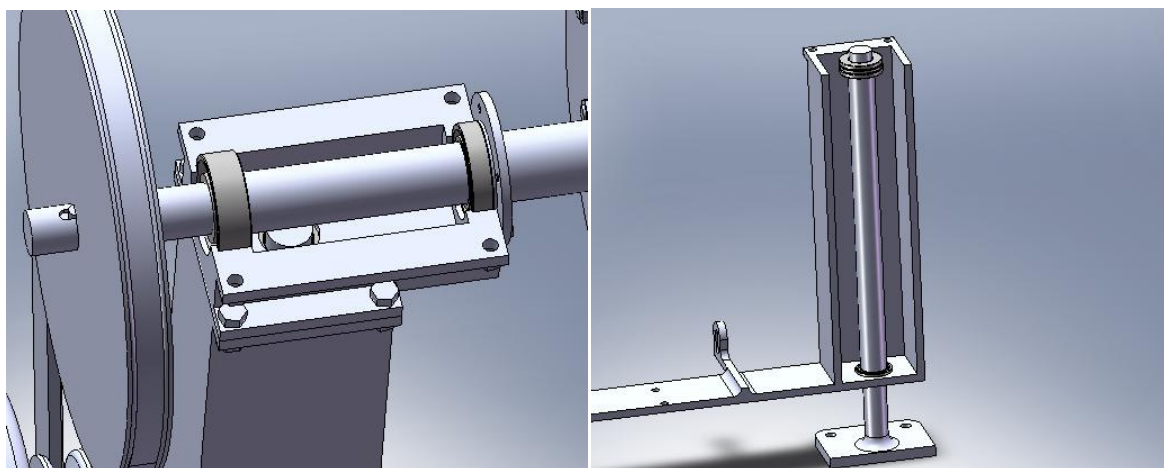


Figura 41. Detalhe do posicionamento dos rolamentos.

Os rolamentos do eixo do rotor estão posicionados na mesma estrutura da nacele, logo acima da estrutura alongada de suporte do alternador e leme onde estão os rolamentos de rotação do aerogerador. O rolamento axial está na posição mais elevada, consideravelmente afastado do rolamento de guia, o que aumenta a estabilidade do conjunto.

5.11. Sistema de Transmissão e Armazenamento de Energia

Para que a energia gerada pelo aerogerador alimente os pontos de energia da residência, deve ser implementado um sistema de controle desse fornecimento que garanta sua disponibilidade e qualidade, e ainda a segurança para os equipamentos utilizados.

Quando a energia eólica é utilizada como fonte primária de energia, uma forma de armazenamento se faz necessária para adaptar o perfil aleatório de produção energética ao perfil de consumo, guardando o excesso de energia durante os períodos de ventos de alta velocidade, para usá-la quando o consumo não puder ser atendido por insuficiência de vento. As formas mais conhecidas de armazenamento de energia eólica são através de baterias e sob a forma de energia potencial gravitacional.

5.11.1. Sistemas Isolados

Os sistemas isolados de pequeno porte, em geral, utilizam alguma forma de armazenamento de energia. Este armazenamento pode ser feito através de baterias ou na forma de energia potencial gravitacional com a finalidade de armazenar a água bombeada em reservatórios elevados para posterior utilização. Alguns sistemas isolados não necessitam de armazenamento, como no caso dos sistemas para irrigação onde toda a água bombeada é diretamente consumida.

O sistema de armazenamento escolhido para complementar o projeto é composto por um banco de baterias, um controlador de carga, um inversor e lâmpadas para consumir o excesso de energia gerada. O fator definitivo para escolha dessa configuração é a facilidade de instalação e a existência de uma extensa variedade desses equipamentos no mercado.

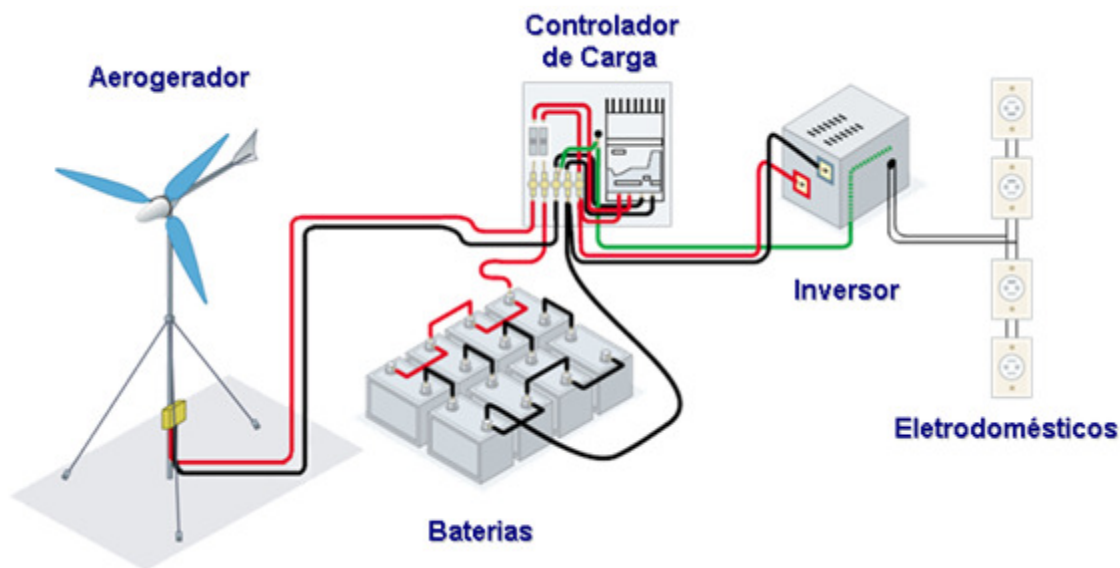


Figura 42. Sistema de armazenamento e distribuição de energia.

Os sistemas que armazenam energia em baterias necessitam de um dispositivo para controlar a carga e a descarga da bateria. O controlador de carga tem como objetivos principais controlar o fornecimento de energia direto do aerogerador ou das baterias e também não deixar que haja danos ao sistema por sobrecargas ou descargas profundas do armazenamento.

Para alimentação de equipamentos que operam com corrente alternada é necessário a utilização de um inversor. Este inversor pode ser de estado sólido (eletrônico) ou rotativo (mecânico).

Quando existe produção de energia acima do necessário, essa energia deve ser consumida para não danificar os equipamentos ou a produção deve parar. Para o caso dos aerogeradores, interromper o fornecimento desconectando o controlador de carga do gerador pode gerar altas correntes no gerador danificando seus revestimentos de proteção. Assim, a solução mais adequada é o descarte dessa energia excedente através de resistências ou lâmpadas.

Resumidamente, o fornecimento de energia atenderá o seguinte fluxograma:

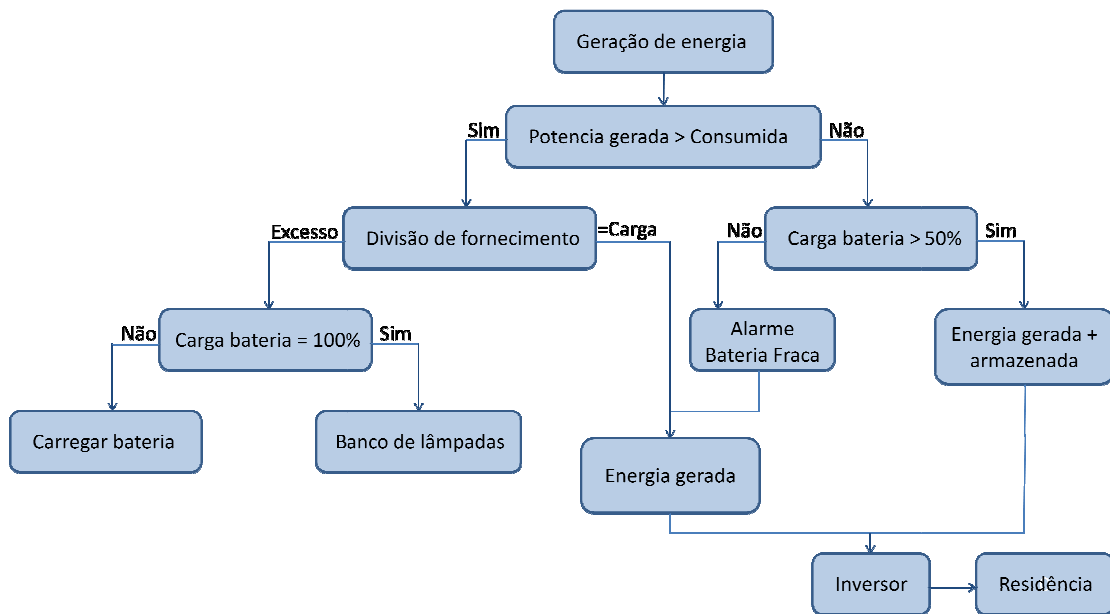


Figura 43. Fluxograma de funcionamento do sistema de distribuição e armazenamento de energia.

5.11.2. Inversor

Um inversor é um dispositivo elétrico ou eletromecânico capaz de converter um sinal elétrico de corrente contínua em um sinal elétrico de corrente alternada. Para tal, utilizam-se interruptores ou chaves eletrônicas. Estas chaves controladas podem ser (transistores, IGBT's, IGCT's) ou MOSFET's.

Os inversores elétricos não possuem partes móveis (também chamados de estado sólido) e são os mais utilizados atualmente. Existem diversas aplicações, tais como a alimentação de computadores via "no-break" (UPS), acionamento de motores elétricos, aplicações envolvendo energia solar e energia eólica ou até em aplicações mais específicas como o seu uso em transporte de energia elétrica, em corrente contínua (por exemplo, Itaipu). Neste caso, a energia é gerada em corrente alternada, em seguida é retificada transformando-a em corrente contínua, é transportada, e no fim é convertida em corrente alternada utilizando um inversor.

O inversor selecionado para o sistema é o DC/AC Genius Power de 600W com entrada a 12 V em corrente contínua e saída 127 V em corrente alternada [Brasil Hobby].



Figura 44. Inversor Genius Power 600W.

Esse Inversor apresenta uma potência de saída de pico de 1800W, tensão de entrada 12V DC (10V até 15V) e tensão de saída 127V AC. Ele possui sistema de desligamento com bateria fraca quando a entrada atinge 10V DC \pm 0,5V, sua eficiência está acima de 90% e possui certificação CE e RoHS (*Restriction of Certain Hazardous Substances*, certificações europeias de segurança para equipamentos).

5.11.3. Banco de Baterias

Bateria é um conjunto de acumuladores elétricos que possuem a propriedade de converter energia química em energia elétrica que será fornecida aos circuitos a ela conectados. Em sistemas isolados de energia, as baterias são os componentes responsáveis por suprir a energia elétrica aos circuitos responsáveis por manter em atividade a carga crítica durante a queda no fornecimento da energia elétrica

As baterias são comumente associadas gerando o que chamamos de banco de baterias. Essa estrutura resultante apresenta características próprias de tensão e capacidade que variam de acordo com as baterias utilizadas, bem como a maneira com que elas são conectadas.

A capacidade do banco de bateria, medido em ampères hora (A.h), é utilizada para definir a autonomia do sistema, isto é, o tempo que o sistema permanecerá energizado quando ocorrer falta de energia elétrica da concessionária. De modo geral, pode-se dizer que quanto maior a capacidade, maior a autonomia do sistema e consequentemente maior o custo de aquisição e manutenção do banco de baterias.

O banco de baterias será selecionado de maneira que quando alimentando a potência máxima de 350 W, ele consiga ir da condição de completamente carregado até 50% da carga em 24 horas ou mais.

Considerando assim, uma bateria de 12 V com capacidade de 150 Ah, tem-se um total de 1800 Wh. Formando o banco de baterias com 10 unidades iguais a essa se tem que o tempo necessário para descarregar todas completamente carregadas até a metade da carga, com consumo constante de 350 W, é de 25,6 horas.

As baterias selecionadas para formar o banco de baterias são as baterias estacionárias 12TE150 da marca Tudor. Ao observar o gráfico de tensão da bateria em função da sua carga, verifica-se que a condição limitante de operação com 50 % da carga é ideal para a operação sempre com tensão maior ou igual a 12 V. [TUDOR]



Figura 45. Bateria 12TE150 Tudor.

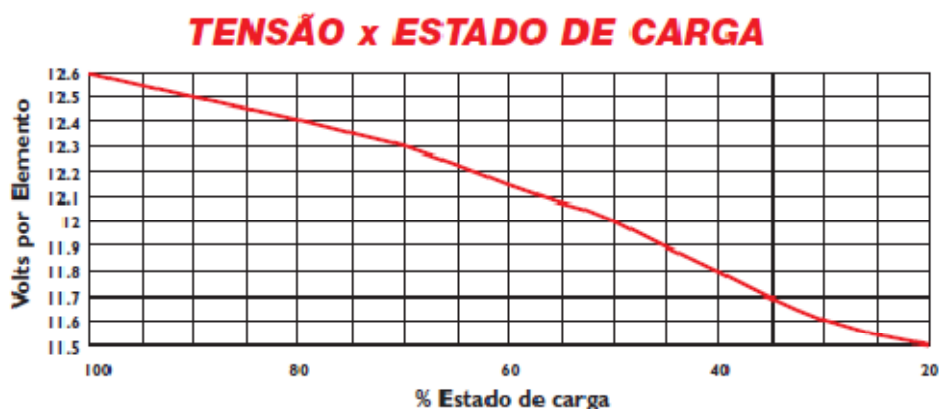


Figura 46. Gráfico de tensão em função da carga da bateria 12TE150 Tudor.

Essas baterias são constituídas por células, cada célula tem aproximadamente, uma tensão de 2 V (uma bateria de 12 V é constituída por 6 células individuais). Mais rigorosamente, quando a célula está completamente carregada a sua tensão é aproximadamente 2,12 V e quando está totalmente descarregada a tensão é de aproximadamente 1,8 V. Portanto uma bateria de 12 V vai ter uma tensão, aproximadamente, de 12,7 V quando totalmente carregada e uma tensão de 10,8V quando descarregada, o que dá uma variação total de tensão de 1,9 V.

5.11.4. Controlador de Carga

A função principal do controlador de carga a ser utilizado é proteger os equipamentos do sistema, principalmente o banco de baterias de possíveis sobrecargas ou esvaziamento completo. Suas funções secundárias são controlar o fornecimento de energia da bateria e o descarte de excesso de energia gerada pelo aerogerador.

Foi selecionado o controlador de carga da Phocos modelo PL20 [PHOCOS].



Figura 47. Controlador de carga Phocos PL 20.

O PL 20 oferece extensa capacidade de programação do ciclo de carga assim como ampla informação acerca de dados atuais e históricos da bateria. Existem 4 rotinas de carregamento já programadas em sua memória e com a interface PLI pode-se acessar e programar o controlador, o que possibilita adaptações para cada caso de aplicação.

Ele possui função para desvio do excesso de energia que será encaminhada para as lâmpadas de "descarte" de energia. O controlador opera como regulador série ou paralelo. O "display" indica tensão da bateria, corrente de carga, ampères-hora, corrente e estado de carga. Opcionalmente, também está disponível a medição de corrente externa através de "shunt". "Datalogger" para 30 dias.

5.11.5. Consumo de energia excedente

Quando as baterias já estão completamente carregadas e o aerogerador gera mais energia do que é consumido na casa, o excedente gerado deve ser consumido de alguma maneira. A solução a ser adotada é a utilização de lâmpadas de corrente contínua que consuma essa sobra de energia. Essas lâmpadas serão instaladas no interior das residências para que esse descarte de energia em função da preservação dos equipamentos possa auxiliar de alguma forma as pessoas da residência. Porém, as funções e funcionamento desses itens devem estar bem claros para os residentes, para que não ocorram falhas por utilização indevida.

Esse conjunto de lâmpadas deve ser capaz de consumir até 70 % de toda a energia de projeto gerada, 980 W, em caso de nenhum consumo e banco de bateria completamente carregado. Assim, foram selecionadas as lâmpadas compactas fluorescentes da Phocos [PHOCOS], modelo CL1230C/W-2.1 de 30 W de potência. Para a condição de operação definida, devem ser utilizadas 32 unidades dessa lâmpada.



Figura 48. Lâmpadas Phocos CL1230C/W-2.1.

Tabela 18. Dados das lâmpadas Phocos CL1230C/W-2.1

TIPO	CL1230C/W-2.1
Variação de Voltagem	11-15V
Energia Nominal	30W
Carga Nominal	2400mA
Intensidade da Luz	1500lm (W) 1500lm (C)
Temperatura da Luz	2700K (W) 6400K (C)
Temp. Âmbito	-10 a +35° C
Tomada	E27 (Edison)

6. ANALISE DE CUSTOS

Esse projeto possui como uma de suas metas a otimização dos custos da solução desenvolvida. Esse aspecto foi levado em conta durante todas as fases de projeto básico e assim o balanço de custos está apresentado a seguir.

Tabela 19. Tabela de custos

Aerogerador			
Material	Qtde.	Custo unitário	Custo total
Pás	2	R\$ 150,00	R\$ 300,00
Multiplicador de velocidade	1	R\$ 150,00	R\$ 150,00
Eixos	2	R\$ 100,00	R\$ 200,00
Alternador	1	R\$ 600,00	R\$ 600,00
Rolamentos	4	R\$ 50,00	R\$ 200,00
Torre	1	R\$ 250,00	R\$ 250,00
Materiais estruturais diversos*	-	R\$ 500,00	R\$ 500,00
		SubTotal	R\$ 2.200,00

Sistema de Distribuição de Energia			
Material	Qtde.	Custo unitário	Custo total
Bateria	10	R\$ 520,00	R\$ 5.200,00
Controlador de Carga	1	R\$ 2.100,00	R\$ 2.100,00
Inversor	1	R\$ 410,00	R\$ 410,00
Lâmpadas	32	R\$ 20,00	R\$ 640,00
Materiais elétricos diversos**	-	R\$ 200,00	R\$ 200,00
		Subtotal	R\$ 8.550,00
		TOTAL	R\$ 10.750,00

* Os materiais estruturais diversos correspondem a toda estrutura não citada, como braço do leme, leme, nacele, caixas de rolamentos, chavetas, parafusos e porcas.

** Os materiais elétricos diversos correspondem às interligações (cabos e conexões) e suportes da rede elétrica isolada.

Todos os valores apresentados são as médias dos valores encontrados no mercado ou estimações conservadoras dos itens a serem fabricados. É importante ressaltar que não estão inclusos valores referentes à montagem do equipamento, comercialização e distribuição, pois o objetivo é avaliar o custo de matéria prima da solução desenvolvida.

O custo total do aerogerador ficou abaixo do valor médio dos aerogeradores nacionais semelhantes, que estão na faixa de R\$ 3.000,00 [ENERSUD] [All Small Wind Turbines].

Considerando a potência média do aerogerador, 350 W, o custo de geração de energia elétrica é R\$ 6,29/W, caracterizando o valor alto da energia eólica comparada às alternativas de geração de energia renovável, como energia solar.

O valor obtido para o sistema de distribuição de energia é 250% do valor do aerogerador sozinho, demonstrando que o controle, distribuição e armazenamento da energia elétrica são muito mais onerosos do que sua geração.

Para a solução completa, o custo de geração de energia é R\$ 30,71/W, valor elevado que não deve ser utilizado em comparação direta com outras formas de geração de energia, pois engloba todo o sistema de distribuição específico para energia eólica.

7. PLANO DE IMPLEMENTAÇÃO

Com o intuito de viabilizar a implementação da solução desenvolvida, a seguir será exposto um plano de execução, identificando zonas propícias para o recebimento dos aerogeradores e as próximas etapas a serem desenvolvidas em um projeto executivo com maior aprofundamento.

7.1. Áreas potenciais

O grande alvo desse projeto não são as comunidades, mas sim as residências isoladas dos centros urbanos, como os pequenos agricultores de subsistência e tribos indígenas. Sendo assim, cada ponto de implementação do aerogerador deve ser estudado como um novo projeto.

Devido a esse foco em residências, nessa etapa serão levantadas as regiões com maiores potenciais energéticos para estabelecer uma prioridade entre as locais que poderão utilizar o projeto.

7.1.1. Região Norte

Os potenciais energéticos caracterizam as prioridades para a aplicação da solução, podem ser mais facilmente observados no mapa eólico abaixo [AMARANTE, BROWER, ZACK, 2001].

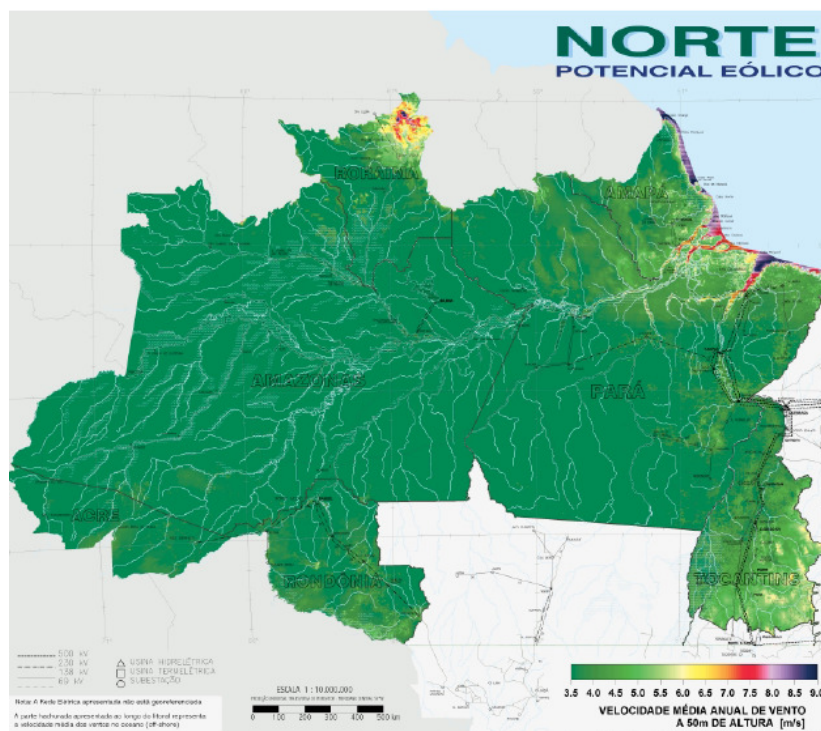


Figura 49. Mapa eólico da Região Norte

Na Bacia Amazônica as velocidades médias anuais são baixas não maiores que 3,5 m/s. O principal fator é o atrito do escoamento atmosférico com a superfície devido a trajetória sobre florestas densas e os fracos gradientes de pressão associados à zona difusa de baixa pressão localizada no centro da Bacia, na parte oriental a Depressão Equatorial é responsável pela baixa pressão. O que exige um estudo mais aprofundado sobre o regime de ventos em cada localidade específica verificando a viabilidade de extração de energia eólica (para o aerogerador desenvolvido, a velocidade de vento nominal é de 6 m/s).

No extremo norte, porém, há velocidades maiores devido a áreas elevadas em Roraima na divisa com a Venezuela. Nessa área, escoamentos de altitude (1.000 a 2.000m) alcançam a superfície grande parte coberto por savanas (baixa rugosidade) alcançando valores de 8 a 10m/s de média anual.

Na parte oriental da Bacia há um pequeno acréscimo de velocidade de oeste para leste, pois o escoamento de leste percorre trajetórias menores sobre vegetação densa e o contraste térmico mais acentuado entre continente e mar eleva o gradiente de pressão.

Na costa litorânea a combinação dos alísios de leste e brisas terrestres e marinhas resulta em valores de velocidade média anual de 5m/s a 7,5m/s. O vento decresce rapidamente à medida que se desloca para o interior devido ao aumento do atrito e da rugosidade da superfície e a diminuição da contribuição das brisas marinhas.

7.1.2. Região Nordeste

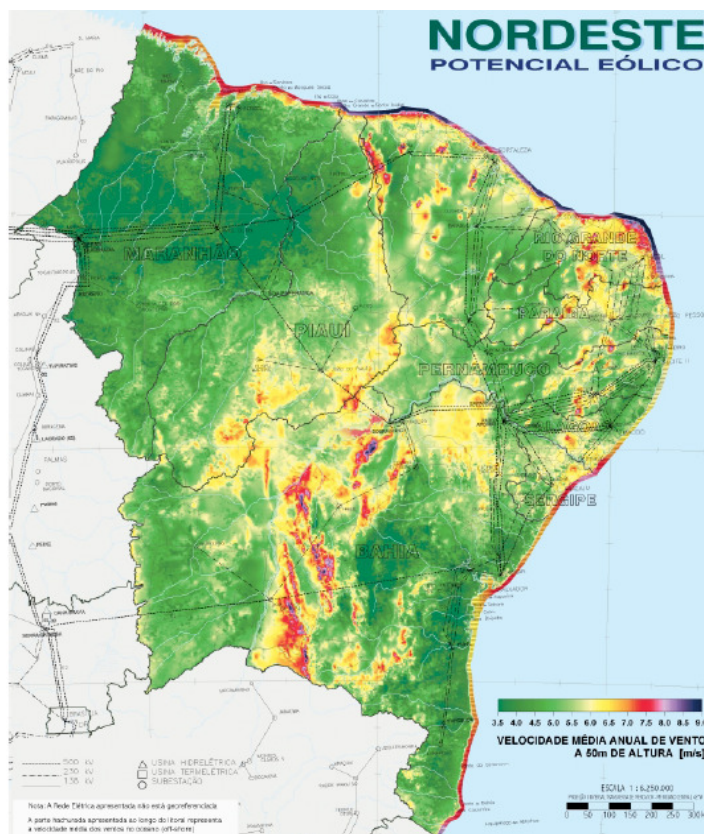


Figura 50. Mapa eólico da Região Nordeste

O litoral mais ao norte (Maranhão, Piauí, Ceará e Rio Grande do Norte) beneficiado pela combinação dos alísios de leste e brisas terrestres e marinhas impõe médias anuais de velocidade na ordem de 6m/s a 9m/s. Essa área apresenta maiores médias em relação à zona litorânea do Amapá e Pará devido a menores índices de vegetação e umidade do solo, ou seja, menor rugosidade e maiores temperaturas acentuando o contraste térmico entre continente e mar.

No interior, as áreas de serras e chapadas que se estendem ao longo da costa (até 1.000km da costa) desde o Rio Grande do Norte até o Rio de Janeiro tem média de ventos anuais de 6,5m/s a 8m/s nas áreas mais elevadas da Chapada Diamantina.

A porção litorânea que se estende do Paraíba à Bahia apresenta velocidades de 3,5m/s a 6m/s. A parte nordeste do Planalto Central, margem esquerda da Bacia do Rio São Francisco, os ventos chegam a 4m/s a 6m/s pelo efeito do escoamento de leste aumenta para o sul, o gradiente de pressão é mais acentuado e a vegetação é menos densa [AMARANTE, BROWER, ZACK, 2001]. Nessas regiões, o regime de ventos deve ser analisado em cada localidade para verificar a viabilidade de instalação do aerogerador.

7.1.3. Região Centro-Oeste

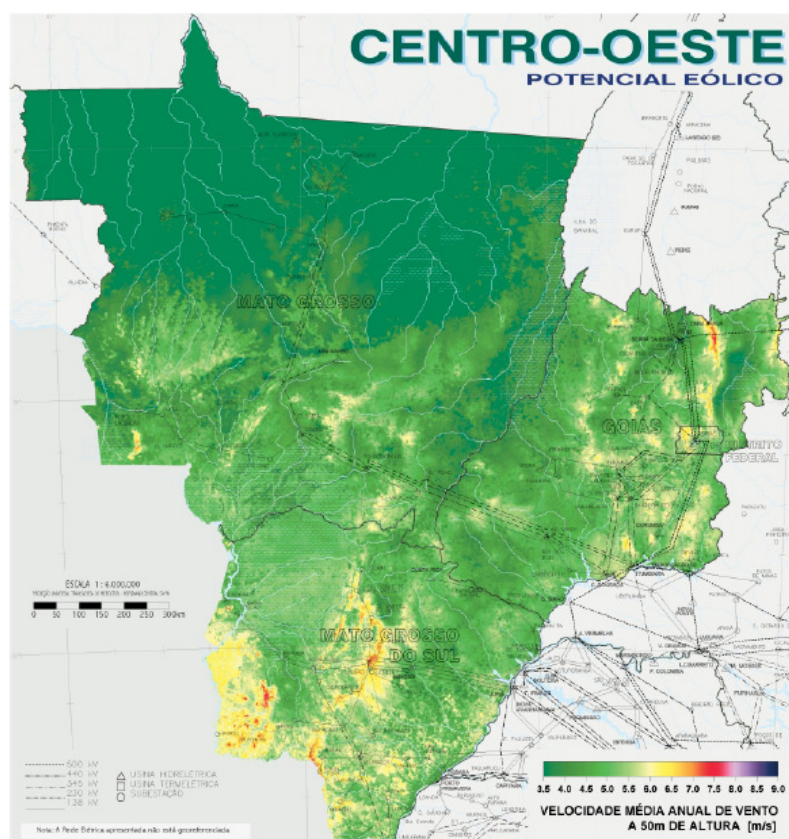


Figura 51. Mapa eólico da Região Centro-Oeste

A região Centro-Oeste, caracterizada pela porção sul do Planalto Central, apresenta ventos que chegam a 3m/s a 4m/s na parte norte e 5m/s a 6m/s na parte sul pelo efeito da intensidade do escoamento predominante de leste aumentar para o sul, onde o gradiente de pressão é mais acentuado e a vegetação é menos densa. Perto da fronteira com o Paraguai os ventos sofrem uma compressão vertical devido à transposição do escoamento a áreas elevadas, elevando as médias anuais a até 7m/s [AMARANTE, BROWER, ZACK, 2001].

Sendo assim, toda a região centro-oeste não apresenta regime de ventos favorável, e devem ser realizados estudos mais detalhados em todas as residências que necessitem da instalação dos aerogeradores.

7.1.4. Região Sudeste

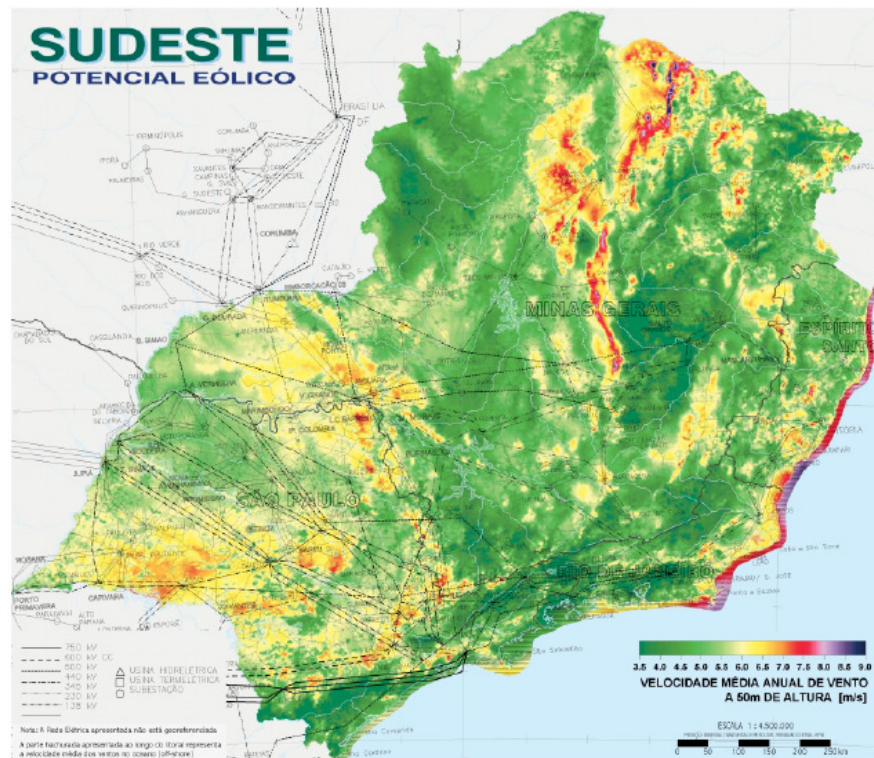


Figura 52. Mapa eólico da Região Sudeste

No litoral da região sudeste os ventos têm a mesma característica daquele que atinge da Paraíba a Bahia com velocidades de 3,5m/s a 6m/s. Exceção feita ao sul do Espírito Santo e nordeste do Rio de Janeiro com velocidades de 7,5m/s de média anual. Isso é resultado do efeito de bloqueio pelas montanhas a oeste da costa ao escoamento. O ar acelera-se para o Sul para aliviar o acúmulo de massa causado pelo bloqueio.

No interior, as áreas que se estendem ao longo da costa (até 1.000km da costa) desde o Rio Grande do Norte até o Rio de Janeiro tem média de ventos anuais de 6,5m/s a 8m/s nas áreas mais elevadas da Serra do Espinhaço. Isso se deve pelo efeito de compressão vertical do escoamento quando ultrapassa a barreira das serras, além de aspectos topográficos e ao terreno.

O escoamento ao sul da região Sudeste tem ventos de nordeste devido ao gradiente de pressão entre uma área de baixa a leste dos Andes e o Anticiclone Subtropical Atlântico (alta pressão). Desse escoamento resultam velocidades de 5,5m/s a 6,5m/s sobre grandes áreas, significativamente influenciado pelas características de relevo e terreno [AMARANTE, BROWER, ZACK, 2001].

7.1.5. Região Sul

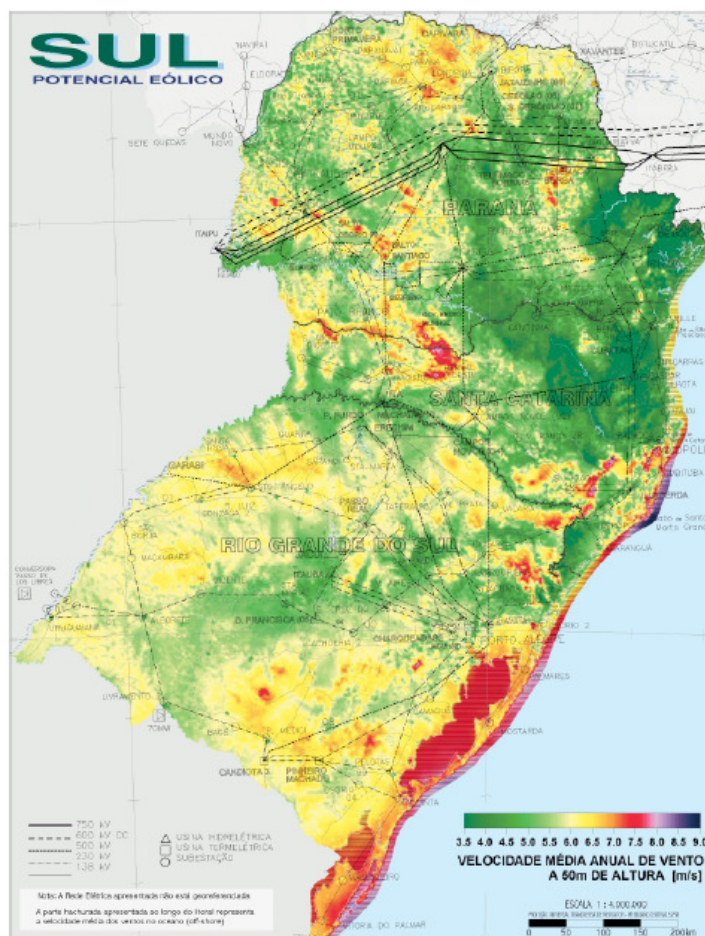


Figura 53. Mapa eólico da Região Sul

O escoamento da região Sul tem ventos de nordeste devido ao gradiente de pressão entre uma área de baixa a leste dos Andes e o Anticiclone Subtropical Atlântico (alta pressão). Desse escoamento resultam velocidades de 5,5m/s a 6,5m/s sobre grandes áreas, significativamente influenciado pelas características de relevo e terreno. Há ventos mais intensos que ocorrem nas áreas mais elevadas e nos planaltos de baixa rugosidade, atingindo de 7m/s a 8m/s. O litoral sul sofre a ação de ventos leste-nordeste acentuados pelas brisas marinhas que impõe médias de velocidade na ordem de 7 m/s [AMARANTE, BROWER, ZACK, 2001].

7.2. Projeto executivo

A próxima etapa para viabilizar a instalação da solução desenvolvida é a elaboração do projeto executivo, detalhando todos os sistemas, sua concepção, fabricação, montagem em campo e manutenção.

No projeto do rotor aerodinâmico, precisa ser detalhada a fabricação das pás e realizado o estudo de resistência aos esforços mecânicos. A fabricação em fibra de vidro exige a elaboração de moldes e também da definição do material a ser utilizado para preencher o volume interno das pás, melhorando as propriedades mecânicas sem prejudicar as características aerodinâmicas do rotor. Devido as características da fibra de vidro e aos outros componentes das pás, como a resina e o material de preenchimento a simulação dos esforços suportados é bastante complexo. Assim, o método mais adequado para esse caso é a realização de ensaios em protótipos, avaliando os valores de resistência mecânica obtidos com os solicitantes calculados anteriormente.

A fabricação das demais estruturas mecânicas também deve ser detalhada, como os eixos, chavetas, polias, nacele, braço do leme, leme e torre de sustentação.

O Sistema de Transmissão e Armazenamento de Energia Elétrica deve ser detalhado, especificando todas as conexões e diagramas de funcionamento, e em conjunto com o aerogerador deve ser testado e para que possíveis alterações com o intuito de otimizar a geração de energia sejam efetuadas.

Também deve fazer parte do projeto executivo a elaboração de três manuais: montagem, operação e manutenção do sistema completo. Esses manuais devem conter as informações de todos os equipamentos (aerogerador, torre de sustentação e sistema de transmissão e armazenamento de energia elétrica) e devem ser didáticos para que as pessoas das residências beneficiadas com o projeto possam operar o sistema sem necessidade de apoio externo.

Por se tratar de um projeto social, o ideal para a implementação desse projeto seria o financiamento das próximas etapas pelo governo ou empresas particulares. Atualmente o Ministério de Minas e Energia tem como um dos objetivos principais, levar a energia elétrica a todos os cidadãos brasileiros, e para isso está investindo em grandes projetos como o Luz para Todos. Formar uma parceria com esses projetos é uma grande oportunidade de colocar em prática a solução desenvolvida nesse trabalho.

As grandes empresas estão cada vez mais participando de projetos sócio-ambientais em busca do desenvolvimento sustentável. Constituindo assim, uma alternativa importante para o financiamento do projeto desenvolvido.

CONCLUSÃO

O Brasil apresenta um grande potencial de geração de energia elétrica através da força dos ventos que até o momento não é explorado, pois a energia eólica corresponde a apenas 0,1 % da matriz elétrica do país. A busca pela diversificação da matriz energética está apenas começando a ganhar força na América do Sul, o que apresenta uma dificuldade imediata de inserção de fontes alternativas de geração de energia, mas um grande mercado a ser explorado.

No intuito de viabilizar o acesso à energia elétrica para residências desprovidas deste recurso foram definidas as necessidades básicas das pessoas que utilizaram o aerogerador, que deve ser suficiente para alimentar uma bomba elétrica, lâmpadas fluorescentes, geladeira, TV e rádio.

Dentre as soluções propostas, foi escolhido utilizando o custo, eficiência, facilidade de instalação e manutenção como parâmetros, um aerogerador de eixo horizontal, upwind, com duas pás e leme direcionador.

O projeto básico dessa solução foi desenvolvido, definindo a geometria do rotor aerodinâmico para atender à potência mecânica exigida com boa eficiência.

Devido à complexidade da estrutura mecânica das pás, a definição dos materiais e estudos de esforços solicitantes serão etapas de uma sequência desse estudo, o projeto executivo.

Os demais sistemas mecânicos, estrutura de suporte, multiplicador de velocidades, leme direcionador e torre de sustentação foram dimensionados e unificados através de um modelo computacional.

Diferentemente das estruturas mecânicas, os equipamentos elétricos foram selecionados de acordo com o existente no mercado e suas funções exigidas na rede elétrica isolada ou na geração de energia, como é o caso do alternador. A lógica de utilização da energia foi desenvolvida para garantir sua disponibilidade mesmo em períodos de escassez de ventos.

O desenvolvimento do projeto básico mostrou-se interessante pelo número de fatores que afetam a operação e fabricação dos sistemas, o que demanda uma integração constante entre as etapas para chegar na solução mais adequada e otimizada.

A análise de custos apresentou um valor menor do que os presentes no mercado nacional, porém ainda com um custo alto por watt gerado, ainda inerente à energia eólica. A solução se torna interessante pelo ponto de vista socioambiental, por ser uma forma de energia renovável e limpa.

O Plano de Implementação apresentado teve o objetivo de reunir idéias, informações e procedimentos para aproximar a fase de projeto apresentada à sua execução. Os tópicos discutidos não são obrigatórios e nem suficientes para o sucesso de sua aplicação, funcionando apenas como guia para essas etapas posteriores.

Os resultados apresentados condizem com o proposto no início dos estudos. Aprovação da viabilidade do proposto através de um estudo inicial. Elaboração do projeto básico, com resultados de desempenho e fabricação dentro do estipulado. Estudo esse que se mostrou bastante completo por apresentar diversos subsistemas de diversas áreas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Aerodynamics for Model Aircraft

<http://www.mh-aerotools.de>. Acesso em 19/04/10.

Agência Nacional de Energia Elétrica – Ministério de Minas e Energia

<http://www.aneel.gov.br>. Acesso em 15/04/10.

All Small Wind Turbines

<http://www.allsmallwindturbines.com/> Acesso em 22/05/10.

Amarante, O. A. C, M. Brower, J. Zack e A.L. Sá, *Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (Ministério de Minas e Energia, Brasília, 2001)*.

American Wind Energy Association (AWEA).

<http://www.awea.org>. Acesso em 09/12/09.

Argentino, F. L. & Beppu, S. K. S., *Trabalho de Conclusão de Curso EPUSP - Projeto e Construção de Turbina Eólica para Instalações Comerciais e Residenciais, 2007, São Paulo*.

Barros, E. V., *A Matriz Energética Mundial e a Competitividade das Nações: Fases de Uma Nova Geopolítica, 2007. ENGEVISTA*.

Beer, F.P. & Johnston JR., E.R, *Resistência dos Materiais, 1995, 3ª Ed., Editora Makron Books*.

Brasil Hobby, revendedor de equipamentos eletrônicos.

<http://www.brasilhobby.com.br/>. Acesso em 08/09/10.

BOSCH, *Catálogo 2008/2009, Alternadores, Motores de Partida e Principais Componente*.

CBEE - Centro Brasileiro de Energia Eólica

<http://www.eolica.com.br>. Acesso em 08/12/09.

Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito, *Energia Eólica – Princípios e Aplicações, CRESESB*.

Conforja AS, *Conexões de aço – Tubos com e sem costura*

Endurance Wind Power

<http://www.endurancewindpower.com>. Acesso em 18/04/10.

Enersud Indústria e Soluções Energéticas Ltda

<http://www.enersud.com.br>. Acesso em 18/04/10.

Fischer Sistemas de Fixação, *Catálogo de Fixações Metálicas - Chumbador FH*.

França, L. N. F. & Matsumura, A. Z., *Mecânica Geral, 2001, 1ª Ed, Editora Edgard*

Blucher.

Gates, *Manual de Transmissões – Correias Industriais*, 2004.

Gere, J.M., *Mechanics of Materials*, 2001. 5^a ed., Editora IE-Thomson.

Hummer Wind Power

<http://www.hummerwind.com>. Acesso em 18/04/10.

IBGE Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, *Síntese de indicadores sociais – Uma análise das condições de vida da população brasileira 2009. Estudos e Pesquisas - Informação Demográfica e Socioeconômica*, Número 26.

IMETRO

<http://www.inmetro.gov.br>. Acesso em 08/12/09.

Martin O. L. H., *Aerodynamics of wind turbines*, 2008, 2^a ed, Editora Earthscan.

McCarty, *PROP93*, West Texas A&M University, 1993.

MME - Ministério de Minas e Energia, *Balanço Energético Nacional 2009 - Resultados Preliminares, ano base 2008. Graficci Programação Visual LTDA*.

Munson, B., *Fundamentos da Mecânica dos Fluidos – Volume Unico*, 2005, 4^a Ed, Editora Edgard Blücher

National Wind Technology Center, *FoilCheck*.

Paraschivoiu, I., *Wind Turbine Design with emphasis on Darrieus concept*, Ecole Polytechnic de Montreal, 2002.

Phocos AG, Fabricante de equipamentos eletrônicos

<http://www.phocos.com/>. Acesso em 08/09/10.

Portal da Energias Renováveis

<http://www.energiasrenovaveis.com>. Acesso em 15/04/10.

Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica – PROCEL

<http://www.procel.gov.br>. Acesso em 12/11/09.

Projeto Avança Brasil

<http://www.abrasil.gov.br/infra/energia>. Acesso em 10/11/09.

Provenza, F. *Manual PRO-TEC*. 71^a Ed. São Paulo: F. Provenza, 1990.

Sanchez, L. C. & Cruz, D. T., *Trabalho de Conclusão de Curso EPUSP - Modelagem e Controle de Carga de Sistema Eólico de Pequeno Porte*, 2009, São Paulo.

Shigley, J. E., Mischke, C. R., Budynas, R. G. *Projeto de Engenharia Mecânica*. 2005.

Reimpressão 2006. 7ª ed. Artmed Editora. Brasil.

SKF, fabricante de rolamentos

<http://www.skf.com.br> Acesso em 25/05/10.

SouthWest Wind Power

<http://www.windenergy.com> Acesso em 22/05/10.

Tudor – Catálogo Técnico On Line – Baterias Estacionárias

<http://www.tudor.com.br>. Acesso em 08/09/10.

ANEXO

